

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа инженерного предпринимательства
Направление подготовки 38.04.02 Менеджмент

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Совершенствование системы использования фонда скважин на Крапивинском нефтяном месторождении Томской области

УДК 622.276:65.011.46(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2-ЭМ51	Золоторев Руслан Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	Кандидат географических наук, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Феденкова Анна Сергеевна	-		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Громова Татьяна Викторовна	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Директор ШИП	Хачин Степан Владимирович	Кандидат технических наук		

Томск – 2018 г.

**Планируемые результаты обучения по ООП 38.04.02 Менеджмент
(магистр)**

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Общепрофессиональные и профессиональные компетенции</i>	
Р₁	Умение применять теоретические знания, связанные с основными процессами управления развитием организации, подразделения, группы (команды) сотрудников, проекта и сетей; с использованием методов управления корпоративными финансами, включающие в себя современные подходы по формированию комплексной стратегии развития предприятия, в том числе в условиях риска и неопределенности
Р₂	Способность воспринимать, обрабатывать, анализировать и критически оценивать результаты, полученные отечественными и зарубежными исследователями управления; выявлять и формулировать актуальные научные проблемы в различных областях менеджмента; формировать тематику и программу научного исследования, обосновывать актуальность, теоретическую и практическую значимость избранной темы научного исследования; проводить самостоятельные исследования в соответствии с разработанной программой; представлять результаты проведенного исследования в виде научного отчета, статьи или доклада
Р₃	Способность анализировать поведение экономических агентов и рынков в глобальной среде; использовать методы стратегического анализа для управления предприятием, корпоративными финансами, организацией, группой; формировать и реализовывать основные управленческие технологии для решения стратегических задач
Р₄	Способность разрабатывать учебные программы и методическое обеспечение управленческих дисциплин, умение применять современные методы и методики в процессе преподавания управленческих дисциплин
<i>Общекультурные компетенции</i>	
Р₅	Способность понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, развивать свой общекультурный, творческий и профессиональный потенциал
Р₆	Способность эффективно работать и действовать в нестандартных ситуациях индивидуально и руководить командой, в том числе международной, по междисциплинарной тематике, обладая навыками языковых, публичных деловых и научных коммуникаций, а также нести социальную и этическую ответственность за принятые решения, толерантно воспринимая социальные, этические, конфессиональные и культурные различия

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт электронного обучения
 Направление 38.04.02. Менеджмент

УТВЕРЖДАЮ:
 Директор Школы
 инженерного
 предпринимательства

 С.В Хачин
 «__» января 2018 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации
(бакалаврской работы, дипломной работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
О-2-ЭМ51	Золоторев Руслан Николаевич

Тема работы:

Совершенствование системы использования фонда скважин на Крапивинском нефтяном месторождении Томской области	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.12.2017
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

Исходные данные к работе	Объектом исследования является предприятие нефтяной и газовой промышленности ОАО «Томскнефть» ВНК. В рамках исследования использованы научно-исследовательские работы по Крапивинскому месторождению, нормативно-правовые документы по теме исследования, данные исследуемой организации, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Цель исследования: произвести анализ системы использования фонда скважин на Крапивинском нефтяном месторождении Томской области, а также оценить её эффективность, и предложить пути совершенствования.

	Разработка программы КСО для предприятия (раздел «Социальная ответственность»). Подведение основных итогов, полученных при решении основных задач исследования.
Перечень графического материала	<p>Рисунок 1 - Обзорная карта нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений Томской области</p> <p>Рисунок 2 - Схема литологической изученности</p> <p>Рисунок 3 – Динамика изменения добычи жидкости и нефти</p> <p>Рисунок 4 – Динамика компенсации жидкости фондом скважин ППД</p> <p>Рисунок 5 – Показатели по добычи жидкости, нефти и числе вновь введенных скважин</p> <p>Рисунок 6 – Динамика проведение гидроразрыва пласта на Крапивинском месторождении</p> <p>Рисунок 7 – Анализ эффективности дебитов нефти после проведения гидроразрыва пласта</p> <p>Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов</p> <p>Таблица 2 – Характеристика нефти</p> <p>Таблица 3 – Компонентный состав нефтяного газа, разгазированного из пластовой нефти Крапивинского месторождения</p> <p>Таблица 4 – Состав и свойства пластовой воды Крапивинского месторождения</p> <p>Таблица 5 – Прирост запасов по категориям</p> <p>Таблица 6 – Основные показатели разработки Крапивинского месторождения</p> <p>Таблица 7 – Характеристика фонда скважин (2013г.)</p> <p>Таблица 8 – Показатели фонда скважин ППД</p> <p>Таблица 9 – Эффективность применения гидроразрыва пласта на Крапивинском месторождении</p> <p>Таблица 10 – Стейкхолдеры ОАО «Томскнефть» ВНК</p> <p>Таблица 11 – Структура программ КСО ОАО «Томскнефть» ВНК</p> <p>Таблица 12 – Определение затрат на мероприятия КСО ОАО «Томскнефть»</p>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Феденкова Анна Сергеевна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	Кандидат географических наук, Доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2-ЭМ51	Золоторев Руслан Николаевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту

Группа		ФИО	
О-2-ЭМ51		Золоторев Руслан Николаевич	
Школа	Инженерного предпринимательства	Кафедра	-
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	38.04.02 Менеджмент

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

<p><i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, используемого оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрация, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной природы) - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) - чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Оператор по добыче нефти и газа работает в составе бригады по обслуживанию скважин и обеспечению их бесперебойной работы под руководством лиц технического надзора. Он регулирует работу оборудования в соответствии с заданным режимом и ведет учет всех показателей работы скважин за смену, обслуживает наземное оборудование скважин, участвует в монтаже, демонтаже и ремонте промыслового оборудования. Рабочим местом оператора по добыче нефти и газа является кустовая площадка, расположенная на открытом воздухе. Среди вредных факторов наблюдаются: отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, недостаточная освещенность в темное время суток, превышение уровня шума, утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. Из опасных проявлений могут иметь место: работа с вредными веществами, а также пожаровзрывоопасность и электробезопасность.</p>
<p><i>2. Список законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГОСТ 12.01.004-91(1999) «Пожарная безопасность. Общие требования». 2. ГОСТ Р 12.03.047-98 «Пожарная безопасность технологических процессов». 3. ГОСТ Р 22.005-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Анализ и управление рисками. Термины и определения». 4. ГОСТ 12.0.003-91. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. 5. ГОСТ 12.1.009-76(1999). ССБТ. Электробезопасность. Термины и определения. 6. ГОСТ 12.1.003-83(1999), ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. 7. ГОСТ 12.1.012-90(2001). ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. 8. ГОСТ 12.4.011-89*. ССБТ. Средства защиты рабочих. Общие требования и клас-

	сификация. 9. ГОСТ 12.1.005-76 «Воздух рабочей зоны».
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	
1. Анализ факторов внутренней социальной ответственности: - принципы корпоративной культуры исследуемой организации; - системы организации труда и его безопасности; - развитие человеческих ресурсов через обучающие программы и программы подготовки и повышения квалификации;	Проанализировать внутреннюю политику предприятия, направленную на работу с персоналом на ОАО «Томскнефть», а так же рассмотреть вопросы: - охрана труда; - программы подготовки и повышения квалификации - медицинское страхование; - санаторно – курортное оздоровление
2. Анализ факторов внешней социальной ответственности: - содействие охране окружающей среды; - взаимодействие с местным сообществом и местной властью; - спонсорство и корпоративная благотворительность; - ответственность перед потребителями товаров и услуг (выпуск качественных товаров); - готовность участвовать в кризисных ситуациях и т.д.	Проанализировать внешнюю социальную политику предприятия которая направлена на работу с местным сообществом и местной властью на примере ОАО «Томскнефть», а так же рассмотреть вопросы: - охрана труда; - промышленная безопасность; - благотворительность; - спонсорство; - охрана окружающей среды.
3. Правовые и организационные вопросы обеспечения социальной ответственности: - анализ правовых норм трудового законодательства; - анализ специальных (характерные для исследуемой области деятельности) правовых и нормативных законодательных актов;	Официальный сайт ОАО «Томскнефть», коллективный договор ОАО «Томскнефть», программа стратегического развития ОАО «Томскнефть» в области экологии, инновации, безопасности труда и энергоэффективность.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	Таблица 10 – Стейкхолдеры организации Таблица 11 – Структура программ КСО Таблица 12 – Затраты на мероприятия КСО

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Феденкова Анна Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2ЭМ51	Золоторев Руслан Николаевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 98 страниц, 7 рисунков, 12 таблиц, список литературы включает 48 источников.

Ключевые слова: нефть, газ, скважина, месторождение, пласт, залежь, запасы, дебит, обводненность, эффективность, гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Объектом исследования является Крапивинское нефтяное месторождение ОАО «Томскнефть» ВНК.

Цель работы:

Произвести анализ системы использования фонда скважин на Крапивинском нефтяном месторождении Томской области, а также оценить её эффективность, и предложить пути совершенствования.

В процессе исследования проводились: анализ научной литературы по соответствующей тематике, а также сопряженным научным областям; проведен анализ текущей системы использования фонда скважин на основе изучения геолого-физической характеристики и особенностей разработки объектов Крапивинского нефтяного месторождения, а также проведено обоснование выделения эксплуатационных объектов, системы вытеснения и технологий воздействий на пласт; проведены анализ и оценка технологической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи с помощью гидравлического разрыва пласта, а также принципы его проведения.

В результате исследования:

- проанализированы методы увеличения нефтеотдачи;
- определен наиболее эффективный метод воздействия на пласт, обеспечивающий дополнительный прирост извлекаемых запасов без значительных капиталовложений;
- сделан вывод об эффективности используемой системы разработки месторождения;
- предложены пути совершенствования системы использования фонда скважин на Крапивинском нефтяном месторождении

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в разработке рекомендаций по совершенствованию системы использования фонда скважин на Крапивинском месторождении. Полученные на основе проведенно-

го анализа исследования, можно применять в практической деятельности компании ОАО «Томскнефть» ВНК.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор MicrosoftWord, таблицы и графики выполнялись в MicrosoftExcel. Презентация подготовлена с помощью MicrosoftPowerPoint.

Определения, обозначения, сокращения и нормативные ссылки

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка;

АСПО – асфальтено-смоло-парафиновые отложения;

БМ – блок манифольда;

ВВ – взрывчатое вещество;

ВКР – выпускная квалификационная работа;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГДИС – гидродинамические исследования скважин;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГКЗ – государственная комиссия по запасам;

ГНК – газонефтяной контакт;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ГТМ – геолого-технологические мероприятия;

ГТЭС – газотурбинная станция;

ГЭС – гидроэлектростанция;

ДНС – дожимная насосная станция;

ЗБС – зарезка бокового ствола;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

КОПЗП – комплексная обработка призабойной зоны пласта;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ЛЭП – линия электропередачи;

МГРП-многостадийный гидроразрыв пласта;

ММ – машина манифольда;

МОГТ –метод общей глубинной точки;

МРП – межремонтный период;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ОАО – открытое акционерное общество;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;
ПДК – предельно-допустимая концентрация;
ПГИ – промыслово-геофизические исследования;
ПЗП – призабойная зона пласта;
ППД – поддержание пластового давления;
ПРС – подземный ремонт скважин;
РИР – ремонтно-изоляционные работы;
СКУ – станция контроля и управления;
СибНИИНП – Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности;
СИЗ – средства индивидуальной защиты;
СКО – соляно-кислотная обработка;
СНИИГГИМС – Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья;
СП – сейсмопартия;
УН – установка насосная;
УС – установка смесительная;
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
ЦА – цементировочный агрегат;
ШГН – штанговый глубинный насос;
ЭЦН – электро-центробежный насос.

Оглавление

Реферат	8
Определения, обозначения, сокращения и нормативные ссылки	10
1 Теоретические подходы к совершенствованию системы использования фонда скважин путем применения методов интенсификации притока жидкости	17
1.1 Принцип проведения перфорации	17
1.2 Технология проведения кислотной обработки призабойной зоны	18
1.3 Гидроразрыв пласта и технология его проведения	19
1.4 Анализ проводимых мероприятий при гидроразрыве пласта	20
1.5 Техника для проведения гидроразрыва пласта	27
2 Анализ системы разработки Крапивинского нефтяного месторождения	31
2.1 Характеристика месторождения и геологическое строение объектов разработки	31
2.2 Нефтегазоносность	43
2.3 Физико-химические свойства нефти, воды и растворенного газа	45
2.4 Запасы нефти и газа	48
2.5 Обоснование выбора системы разработки месторождения	49
2.6 Основные показатели разработки	53
2.7 Анализ состояния фонда скважин	55
2.8 Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта	57
2.9 Методы заводнения	60
2.10 Физико-химические методы воздействия	64
2.11 Обоснование технологий воздействия на пласт и призабойную зону	67
3 Совершенствование системы использования фонда скважин, оборудованных установками электро-центробежных насосов	71
3.1 Рекомендации по стабилизации электроснабжения установок УЭЦН	71
3.2 Рекомендации по применению фильтров для удержания проппанта и пластового песка в призабойной зоне скважин	71
3.3 Рекомендации по применению вставных шламоуловителей с большим объемом кармана для осадконакопления проппанта и мех. примесей	73
3.4 Рекомендации по применению вставных труб 146мм для эксплуатационных колонн скважин 168 и 194мм	74

3.5 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин.....	76
3.5.1 Влияние газа	76
3.5.2 Коррозионный износ.....	76
3.5.3 Кривизна ствола скважины.....	77
4 Социальная ответственность ОАО «Томскнефть» ВНК.....	79
4.1 Внутренняя социальная политика предприятия	79
4.2 Внешняя социальная политика ОАО «Томскнефть» ВНК	84
4.3 Структура программ КСО ОАО «Томскнефть» ВНК.....	85
Заключение.....	92
Список работ магистранта	94
Список использованных источников	95

Введение

В настоящее время значительная часть нефти добываемой в России извлекается из низкопроницаемых коллекторов, характеризующихся также высокой степенью неоднородности. Отсюда вытекает низкий коэффициент извлечения нефти (КИН) и высокая степень обводненности добываемой нефти. Длительный период разработки большинства действующих месторождений России обуславливает значительную обводненность добываемой продукции. Существующие оценки дают среднюю обводненность в РФ порядка 86%. По прогнозам к 2030 г. эта цифра может достигнуть 89%, что, очевидно находится за пределом рентабельности. Для увеличения нефтеотдачи на месторождениях приходится применять специальные программы интенсификации, которые приводят к осложнению условий эксплуатации. Необходим анализ применяемых методов увеличения нефтеотдачи, а так же следует определить возможности применения новых технологий добычи нефти. Поиск методов повышения нефтеотдачи и снижения обводненности добываемой нефти является актуальной проблемой нефтяной промышленности.

В течение последних лет, сырье, добываемое в ОАО «Томскнефть ВНК» характеризуется снижением качества запасов на разрабатываемых и вновь вводимых в разработку месторождениях. Таким образом, при существующей системе воздействия на пласты велика вероятность, что принятые коэффициенты нефтеизвлечения по большинству залежей не будут достигнуты.

ОАО «Томскнефть» ВНК является крупным нефтегазодобывающим предприятием Томской области. Предприятие добывает до 65% от общего объема добычи нефти в Томской области.

Современную сырьевую базу составляют запасы категорий $B+C_1$ и C_2 . Остаточные извлекаемые запасы промышленных категорий более 300 млн. т.

Запасы нефти сосредоточены на 13 разрабатываемых месторождениях, 11 из которых находятся на 3 и 4 стадиях разработки.

Характерными чертами современного состояния сырьевой базы являются:

- высокая выработка запасов;
- в разработку вовлечено более 98 % запасов категории C_1 ;
- на месторождениях, выработанность которых составляет 59,5 %, сосредоточено 40,5% остаточных запасов. Обводненность этих месторождений меняется от 51 до 95%. В среднем обводненность добываемой продукции по месторождениям составляет 75 %.

Практически все месторождения по мере выработки запасов имеют сложное строение, это обуславливает то, что запасы становятся трудноизвлекаемыми. Поэтому наиболее актуальной становится задача разработки и внедрения технологий, позволяющих наиболее целесообразно извлекать такие запасы, а также наиболее оптимальная эксплуатация малодебитных скважин.

Цель работы: провести анализ системы использования фонда скважин на Крапивинском нефтяном месторождении Томской области, а также оценить её эффективность, и дать рекомендации по её совершенствованию.

В связи с поставленной целью, были выдвинуты следующие задачи:

- проанализировать методы увеличения нефтеотдачи;
- привести расчет экономической эффективности МУН;
- определить наиболее эффективный метод воздействия на пласт, обеспечивающий дополнительный прирост извлекаемых запасов без значительных капиталовложений;
- сделать вывод об эффективности используемой системы разработки месторождения;
- предложить пути совершенствования системы использования фонда скважин на Крапивинском нефтяном месторождении.

Объектом исследования является Крапивинское нефтяное месторождение ОАО «Томскнефть» ВНК.

Научная новизна данной работы заключается в разработке рекомендаций по совершенствованию системы использования фонда сква-

жин,обеспечивающихувеличение нефтеотдачи на месторождениях с падающей добычей в нефтегазовом комплексе.

Информационную базу исследования составили официальные материалы исследуемой организации; информационные сборники, а также фактические материалы, которые собрал автор в процессе практической деятельности; каталоги и сборники глобальной информационной сети Интернет.

1 Теоретические подходы к совершенствованию системы использования фонда скважин путем применения методов интенсификации притока жидкости

Обработка призабойной зоны (ОПЗ) добывающей скважины достаточно широкое понятие включающие в себя любое физическое, химическое или физико-химическое воздействие на породу пласта в около скважинной зоне с целью увеличения притока жидкости к скважинам. В настоящее время разработано достаточно большое количество различных способов ОПЗ, самыми распространенными с среди них являются:

- перфорация.
- кислотная обработка.
- гидравлический разрыв пласта.

Кроме кислотной обработки и гидравлического разрыва пласта используются другие обработки такие, например как обработка растворителями для удаления АСПО, применение спиртов в пластах чувствительных к водным растворам, а также для снятия водной «блокады» в газоносных коллекторах. Однако данные обработки применяются относительно редко или в комплексе с кислотной обработкой. [2].

1.1 Принцип проведения перфорации

Перфорация - пробивание отверстий в обсадной колонне, цементном кольце и стенках скважины в заранее заданном интервале глубин. Через перфорационные отверстия происходит приток из пласта в скважину нефти, газа и воды. Различают следующие виды перфорации: пулевую, торпедную, кумулятивную, гидropескоструйную.

При пулевой перфорации в скважину на электрическом кабеле спускается стреляющий пулевой аппарат, состоящий из нескольких (8 - 10) камер - стволов, заряженных пулями диаметром 12,5 мм. Каморы заряжаются

взрывчатым веществом (ВВ) и детонаторами. При подаче электрического импульса происходит залп. Пули пробивают колонну, цемент и внедряются в породу.

Торпедная перфорация осуществляется аппаратами, спускаемыми на кабеле и стреляющими разрывными снарядами диаметром 22 мм. Снаряд снабжен детонатором накольного типа. При остановке снаряда происходит взрыв внутреннего заряда и растрескивание окружающей горной породы.

Кумулятивная перфорация осуществляется стреляющими перфораторами, не имеющими пуль или снарядов. Прострел преграды достигается за счет сфокусированного взрыва.

При гидropескоструйной перфорации разрушение преграды происходит в результате абразивного и гидромониторного эффектов высокоскоростных песчано-жидкостных струй, вылетающих из насадок пескоструйного перфоратора, прикрепленного к нижнему концу НКТ. Песчано-жидкостная смесь закачивается в НКТ насосными агрегатами высокого давления. [5].

1.2 Технология проведения кислотной обработки призабойной зоны

Кислотная обработка пласта применяется для обработки призабойной зоны скважины (ПЗС). Сущность кислотной обработки заключается в нагнетании кислотного состава в поровое пространство при давлении ниже давления разрыва. Кислотный состав растворяет часть породы и загрязнений, увеличивая тем самым проницаемость пласта. [1].

В кислотной обработке используются следующие кислоты и основные химические вещества:

- в терригенных коллекторах;
- фтористоводородная кислота (HF); Соляная кислота (HCl);
- бромфторводородная кислота (HBF₄);
- бифторид-фторид аммония (NH₄FHF).

В карбонатных коллекторах:

- соляная кислота (HCl);
- уксусная кислота (CH_3COOH);
- муравьиная
- кислота (HCOOH);
- сульфаминовая кислота ($\text{H}[\text{SO}_3\text{NH}_2]$).

Для улучшения эффективности кислотных обработок скважин, а также для снижения различных негативных факторов влияющих на их успешность применяются специальные добавки к кислотам: стабилизаторы железа; ингибиторы кислотной коррозии; поверхностно-активные вещества; стабилизаторы глинистых минералов и другие.

Осложнения при проведении кислотной обработки, такие как - несовместимость пластовой жидкости с кислотным составом, разность между вязкостью кислотного состава и пластовых флюидов, а также образование в пласте постоянных каналов растворения. [1].

1.3 Гидроразрыв пласта и технология его проведения

В настоящее время эта технология считается наиболее популярным методом интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых слабодренируемых пластов нефтяных месторождений.

Гидравлический разрыв представляет собой нагнетание жидкости в подземный пласт при достаточно высоком давлении для того, чтобы вызвать раскрытие трещин в породе. Зернистые материалы, называемые «расклинивающими агентами» («проппантами») и включающие как естественные пески, так и достаточно дорогие синтетические материалы, закачиваются внутрь образованной трещины в виде суспензии. Они держат образовавшуюся трещину в открытом состоянии («расклиненной»), после того как использованное для ее создания давление разрыва будет уменьшено. [4].

Принцип технологии заключается в нагнетании в скважину, при помощи насосных станций, по НКТ жидкости разрыва (геля), приготовленной на вода-

ной или углеводородной основе (нефть, дизельное топливо). Давление, созданное жидкостью, разрывает породу пласта, в результате образуется трещина, которая постепенно увеличивается в размерах, за счет продолжающейся закачки жидкости. При получении трещины заданных размеров в высоковязкую жидкость начинает нагнетаться расклинивающий агент, называемый проппантом (искусственный песок с частицами шаровидной формы, изготовленный на основе бокситов). Проппант доставляется жидкостью разрыва в образованную трещину. Его цель закрепить трещину в раскрытом состоянии после завершения подачи жидкости разрыва пласта в скважину и снятия избыточного давления. Так возникает новый, более обширный канал притока, который соединяет существующие ранее природные естественные трещины и образует дополнительную зону дренирования скважины. На завершающей стадии, проппант оставшийся в скважине после заполнения трещины, продавливается гелем в пласт. [4].

Следовательно, благодаря созданной трещины, закрепленной проппантом, увеличивается зона пласта, дренируемая скважиной, присоединяются не участвующие ранее в разработке участки залежи, возникает высокопроводящий проток для транспортирования нефти в скважину, что позволяет увеличить дебит добывающих скважины, КИН, и тем самым перевести часть балансовых запасов нефти в промышленные. [4].

1.4 Анализ проводимых мероприятий при гидроразрыве пласта

Как показывает опыт разработки месторождений, для интенсификации притока на нефтенасыщенном объекте толщиной более 4 м, целесообразно производить гидроразрыв пласта. При этом проницаемость пласта должна быть более $0,1 \text{ мкм}^2$; скважина - с большим радиусом загрязнения (скин-эффект более 5); длина трещины - более 50м. На объектах с проницаемостью менее $0,03 \text{ мкм}^2$ целесообразно применение глубокопроникающего гидроразрыва в песчано-алевролитовой (низкопроницаемой) части разреза пласта, а также закачки

водогазовой смеси и периодической очистки призабойной зоны пласта с применением УОС (УГИП-2М). [6].

Гидроразрыв пласта выполняется при давлениях, достигающих 70-100 МПа и часто превосходящих разрешенные для обсадных колонн. Для защиты от высокого давления обсадных колонн в скважину опускают пакер с якорем на нижнем конце НКТ, устанавливающийся над кровлей обрабатываемого пласта. Гибкий элемент пакера (специальная резина) герметизирует затрубное пространство, в результате уплотнения за счет веса труб НКТ. Якорь предотвращает отклонение пакера под действием перепада давления над и под ним. За счет излишнего внутреннего давления плашки якоря расходятся и вжимаются во внутреннюю поверхность обсадной колонны. [6].

Пакеры и якоря предусмотрены на перепады давлений 30-50 Мпа и имеют проходное сечение 36-72 мм в зависимости от их типа и внутреннего диаметра обсадной колонны. Перед спуском пакера следует шаблонировать ствол скважины, чтобы избавиться от возможного заклинивания пакера и порчи его эластичного элемента в процессе спуска.

Жидкости для гидроразрыва пласта подразделяются на три категории: жидкость разрыва, жидкость песконоситель и продавочная жидкость. [6].

Рабочие жидкости для ГРП приготавливают на нефтяной или водной основе.

Жидкости для гидроразрыва пласта должны:

- не снижать ФЕС пласта;
- не взаимодействовать с глинистыми компонентами пород пласта и вызывать набухание;
- не образовывать осадки и эмульсий с флюидами;
- быть легкодоступна и экономична;
- не содержать механические примеси;
- слабо фильтроваться через поверхности образованных трещин;

- обладать хорошей несущей или удерживающей способностью по отношению к частицам расклинивающего материала (жидкость-носитель);
- быть стабильны, то есть продолжительность времени, в течении которого жидкость остается в гелеобразном состоянии после взаимодействия ее молекул.

Жидкость разрыва пласта должна хорошо проникать в пласт и в природно-существующие в нем трещины. В основном, около 90 % операций ГРП, используют жидкости на водной основе (вода, растворы полимеров, кислотные растворы, мицеллярные растворы). Жидкости разрыва на водной основе имеет ряд преимуществ над жидкостью на нефтяной основе:

- экономичнее;
- дают больший гидростатический эффект;
- не взрывоопасны;
- доступны;
- легко контролируются и загущаются.

Для предупреждения набухания глин (стабилизации глин) в воду добавляют поверхностно-активные вещества, органические полимеры, хлористый аммоний и др.

Ранее широко применялись высоковязкие жидкости на углеводородной основе (нефть, загущенная мазутом, битумом, асфальтитом; дизельное топливо) и эмульсионные жидкости (гидрофобные и гидрофильные водонефтяные, нефтекислотные, кислотно-керосиновые). Основной недостаток применения жидкостей на нефтяной основе это пожаровзрывоопасность, также одним из недостатков считается сложность приготовления, так как требует большого технического и качественного контроля. [6].

Из теоретических соображений принято считать, что при закачке фильтрующейся жидкости вероятность образования горизонтальной трещины больше, чем вертикальной. Если в пласте уже имеются трещины, то независимо от фильтруемости жидкости происходит их раскрытие или расширение.

О произошедшем разрыве пород можно судить по нескольким критериям: первый – резкое уменьшение устьевого давления закачки вовремя при постоянном расходе жидкости (образование новых трещин); второй – увеличение расхода жидкости разрыва непропорционально росту давления (раскрытие имеющихся трещин); третий – резкое увеличение отношения расхода жидкости разрыва к создаваемой репрессии (коэффициент поглотительной способности) или к устьевому давлению закачки (условный коэффициент). [6].

Жидкость – песконоситель используется для транспортировки песка с поверхности в образованные трещины. Она должна быть нефилтующейся, либо с быстро снижающей фильтруемостью, и иметь высокую удерживающую способность. Чаще всего применяют те же жидкости, что и для разрыва пласта.

Продавочные жидкости закачивают в скважину исключительно для того, чтобы транспортировать жидкость-песконоситель до забоя скважины. В качестве продавочной жидкости обычно используется техническая вода, а иногда нефть.

Первым материалом, который использовался для закрепления трещины в раскрытом состоянии, был кварцевый песок. Применяют песок размерами от 0,5 до 1,2 мм. В идеале наполнитель (песок) должен иметь одинаковую плотность с жидкостью-песконосителем, чтобы перенос по трещине и ее наполнение были наиболее успешными. Но так как песок имеет плотность превышающую плотность жидкости-песконосителя, это затрудняет заполнение трещины и его транспортирование. В связи с этим были созданы искусственные проппанты, где естественные пески непригодны или неэффективны.

Типы искусственных проппантов:

1. Керамические проппанты. Агломерированный боксит и проппанты промежуточной прочности. Применяются в основном для глубоких скважин (более 3500 м);

2. Керамики промежуточной плотности;

3. Керамики низкой плотности. Благодаря их цене, прочности, и плотности близкой к песку, они наиболее распространены.

Свойства расклинивающих агентов:

- размеры и однородность. Чем меньше размер частиц материала, чем больше нагрузка, которой он может противостоять, это способствует устойчивости проницаемости заполненной проппантом трещины. Но значительное содержание мелких частиц может уменьшить проницаемость трещины разрыва;
- прочность. Агент должен обладать высокой прочностью смятия и не вдавливаясь в поверхность трещины;
- термохимическая стабильность. Все применяемые проппанты должны быть химически инертны, что есть противостоять агрессивным жидкостям и температурам;
- стоимость. Самым дешевым проппантом является песок. Высокопрочные проппанты, такие как агломерированный боксит или песок со смолистым покрытием, гораздо дороже.

Для проведения ГРП глубокозалегающих твердых пород с высокой пластовой температурой рекомендуется применять стеклянные или пластмассовые шарики, зерна корунда и агломерированного боксита. Известны случаи осуществления ГРП без применения наполнителя. Их эффективность объясняется тем, что в результате промывки трещин от загрязнений, остаточных деформаций горных пород или растворения стенок трещин кислотой (кислотный ГРП), трещины не смыкаются полностью. [6].

Технология гидроразрыва пласта состоит из следующих операций:

- промывку скважин;
- спуск в скважину высокопрочных НКТ с пакером и якорем на нижнем конце;
- обвязку и опрессовку на определение приемистости скважины закачкой жидкости;

- закачку по НКТ в пласт жидкости-разрыва, жидкости-песконосителя и продавочной жидкости;

- демонтаж оборудования;

- пуск скважины в работу.

Существует несколько видов проведения ГРП по технологическим схемам: однократный, направленный (поинтервальный) и многократный ГРП.

Однократный ГРП – задействованы все перфорированные пласты одновременно, при направленном – задействованы лишь выбранные пласты или пропластки (интервал), имеющий, низкую продуктивность, а при многократном ГРП осуществляется последовательно воздействие на 35 выбранных пластах или пропластках. Участки образования трещин при направленном и многократном гидроразрывах устанавливаются с помощью ввода временно блокирующих материалов (эластичных шариков диаметром 12— 18 мм, зернистого нефтерастворимого нафталина и т. п.), применением пакеров, заполнение низа скважин песком, предварительной гидропескоструйной перфорацией и др. Во всяком случае, надежность этих работ не высока. [6].

Применение ГРП в наклонно направленных скважинах редко гарантирует эффективность разработки. Поэтому одним из способов сохранения рентабельных уровней добычи является использование новых систем заканчивания скважин, включая горизонтальные скважины с многостадийным ГРП. МГРП - последовательное проведение гидроразрыва пласта в одной скважине. Имеется несколько видов МГРП. Первый из них, так называемая общая технология, представляет из себя спуск в скважину специальной насадки, которая при продвижении в цементированной области с помощью закачки проппанта проводит разрыв пласта, создавая трещины в нефтенасыщенном коллекторе и таким образом интенсифицируя проток нефти. Второй метод подразумевает, что во время процесса в поток жидкости ГРП направляются шары калиброванного размера по принципу матрешки, начиная с шара самого малого диаметра, которые, «сядаясь» в седла, расположенные в муфтах, открывают их, обеспечивая сообщение с пластом для дальнейшего проведе-

ния операции. Следовательно, в конце каждой стадии гидроразрыва опущенный в скважину шар блокирует предыдущий интервал и открывает порты в хвостовике напротив следующего интервала обработки, что дает сформировать запланированное число трещин. Третий метод, ГРП с применением пакеров, который разобщает ствол скважины на определенные участки. Благодаря таким технологиям мы можем поддерживать рентабельный уровень добычи нефти. [6].

Дизайн технологии ГРП зависит преимущественно от вида воздействия на пласт, исходя из определенных условий выбирают технологическую схему процесса, рабочие жидкости и расклинивающие агенты. Объем продажной жидкости равен объему обсадной колонны и труб, по которым осуществляется закачка жидкости-песконосителя в пласт. Минимальный расход закачки жидкости должен составлять $2 \text{ м}^3/\text{мин}$. Обычно при однократном ГРП, принимают 5-10 т песка, но при массивной закачке его количество увеличивается до нескольких десятков тонн. Концентрацию песка в носителе рассчитывают в зависимости от ее задерживающей способности. При использовании воды концентрация составляет около $40\text{-}50 \text{ кг/м}^3$. Количество жидкости-песконосителя рассчитывают по количеству концентрации песка. [6].

ГРП позволяет решать следующие задачи:

- повышение продуктивности (приемистости) скважины, путем расширения зоны дренирования скважины, особенно в пластах, обладающих низкой проницаемостью;
- увеличение добычи нефти из скважин с сильно загрязненной призабойной зоной за счет создания трещин;
- обеспечение гидродинамической связью скважины с системой естественных трещин пласта;
- введение в разработку низкопроницаемых залежей и перевод забалансовых запасов в промышленные;
- введение в разработку неоднородных и сложных по своему строению пластов;

- интенсификация притока нефти, например, с использованием гранулированного магния; изоляция притока воды; регулирование профиля приемистости и др.

1.5 Техника для проведения гидроразрыва пласта

Комплекс гидравлического разрыва пласта рассчитан для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородов и увеличения эффективности их добычи.

Комплекс обеспечивает:

- транспортировку и доставку технологического оборудования, обеспечивающего процесс гидроразрыва пласта на нефтегазовых промыслах;
- подготовку и временное содержание жидких и сыпучих используемых материалов;
- подготовку рабочих жидкостей и смесей;
- закачку в скважину рабочей жидкости под давлением, обеспечивающую процесс гидроразрыва пласта;
- осуществление гидравлического, гидropескоструйного или химического воздействия на призабойную зону;
- записывание и наглядное изображение протекания процессов приготовления рабочих жидкостей и смесей и их закачку в призабойную зону;
- выполнение других технологических процессов.

Комплекс предоставляет автоматизационное управление процессом ГРП под контролем руководителя работ, технолога и оператора УН, присутствующих в станции контроля и управления СКУ, а так же визуальное наблюдение и управление параметрами ГРП. Техника оборудована специальными фильтрами, которые улавливают выбросы. [9].

Комплекса ГРП состоит из следующего технологического оборудования:

- станция контроля и управления (СКУ-10);

- 4 установки насосные (УН-2250);
- установка смесительная (УС-10);
- емкости гелевые для рабочей жидкости;
- бункер для проппанта или саморазгружающийся проппантовоз;
- машина манифольдов типа ММ-105М с блоком манифольдов типа БМ-105;

СКУ-10 предназначена для автоматизационного контроля за установками насосными УН-250 (УН) и установкой смесительной УС-10 (УС), при проведении гидроразрыва нефтяных и газовых пластов (ГРП) с поддержанием указанных параметров, расходов рабочей жидкости, сухих и жидких химических агентов, концентрации проппанта, вдобавок регистрации заданных параметров (прямых и расчетных), архивирования режимов и параметров работы комплекса, а также фиксирование режимов и параметров на бумажном носителе.

УН-250 предназначена для закачки скважину рабочей жидкости или суспензий с рассыпчатыми компонентами, под давлением и с производительностью, которые обеспечивают процесс гидроразрыва пласта, и вдобавок для осуществления гидравлического, гидropескоструйного или химического воздействия на призабойную зону скважины. [10].

Приготовление жидкости ГРП происходит непосредственно на кусте скважин, прямо перед закачкой ее в пласт, на УС в которой происходит подготовка рабочих жидкостей в составе мобильных комплексов для ГРП и подачи их к УН.

УС предоставляет в автоматическом режиме:

- рассчитанный во времени расход рабочих смесей в процессе их подготовки и проведения ГРП;
- рассчитанный во времени расход жидких добавок в процессе приготовления жидкостей и смесей и при их подаче на УН;
- рассчитанный во времени расход сухих добавок в жидкости и смеси при проведении ГРП;

- рассчитанная во времени концентрация проппанта в смеси при проведении ГРП;
- обработку информации контрольно-измерительных приборов и передачу данных в СКУ.

Организация гидроразрыва заключается в подготовке соответствующих агентов в качестве жидкости гидроразрыва и дальнейшей закачки ее в продуктивную зону с низким расходом и под высоким давлением затем, чтобы произвести разрыв породы, тем самым образовать трещину, вследствие гидравлического воздействия. Сначала, чистая жидкость (буфер) закачивается в скважину для инициирования трещин и ее перемещения в пласте. В последствии смесь увеличивает трещину в размерах. [12].

До начала работ по ГРП, оборудование и обвязка опрессовываются на рабочее давление. Контроль и управление ГРП (насосными агрегатами) происходит через компьютерный центр, имеющий автоматизированную защиту от возможных аварийных ситуаций (порывов обвязки). В случае аварийной ситуации компьютерный центр автоматически выключает насосы, обратные клапана обвязки закрывают обратное течение жидкости у скважины и перед каждым насосным агрегатом.

Сброс давления происходит в вакуумную установку, которая входит в состав комплекса оборудования ГРП и постоянно включенную в обвязку. Вакуумная установка собирает остатки жидкости в обвязке и насосах после процесса ГРП, дабы исключить пролив на почву при демонтаже линий. Сброс давления из затрубного пространства производится в емкость ЦА-320, подключенную к устью скважины через крестовину фонтанной арматуры. [9].

Глушение скважины происходит специальным солевым раствором, приготовленный на растворном узле. Используемая технология исключает проникновение раствора на поверхность почвы и ближайшие водоемы. При подготовке скважины к ГРП для устранения возможных выбросов жидкости глушения и продукции скважины, на устье скважины устанавливаются превенторные установки «Hydril».

При подготовке к ГРП для закачки жидкости в скважину спускается колонна НКТ диаметром 89 мм. Затрубное пространство (обсадная колонна и НКТ 89 мм) герметизируется установленным в области ГРП пакером. Установка пакера тестируется опрессовкой затрубного пространства водой на рабочее давление обсадной колонны через ЦА-320. Устье скважины для проведения ГРП оборудуется двумя задвижками «Хамера» (рабочая и дублирующая). [9].

2 Анализ системы разработки Крапивинского нефтяного месторождения

2.1 Характеристика месторождения и геологическое строение объектов разработки

Крапивинская группа месторождений расположена в Каргасокском районе Томской области, и лишь небольшая по площади его юго-западная часть входит в состав Омской области Западной Сибири. В 77 км. на юго-восток от него находится Игольско-Таловое нефтяное месторождение, в 7 км на север Западно-Моисеевское, в 11 км на север Лесмуровское, в 16 км на север Двуреченское нефтяные месторождения, а также мелкие месторождения – Тагайское в 17 км на восток и Карайское в 24 км на юго-восток. Ближайшие разведанные и подготовленные к разработке мелкие месторождения Федюшкинское в 25 км на юго-восток и Западно-Карайское в 10 км на юг. В орографическом плане Крапивинское месторождение расположено в междуречье рек Крапивная и Ягыльях правыми притоками р. Васюган. [14].

Более мелкие реки района - Большой и Малый Юнкуль пересекают месторождение в его северной части. Гидрографическая сеть района (р. Ягыльях, Крапивная, Большой и Малый Юнкуль) не представляет практического интереса для судоходства из-за небольшой ширины и глубины рек. Наиболее крупная из перечисленных рек «Ягыль-ях» достигает ширины 14 м., ее глубина не превышает 2 м. На ней обустроен причал для выгрузки маломерного флота, доставляющего на месторождение нефтепромысловое оборудование и грузы строительного назначения. [16].

Климат района резко континентальный, с продолжительной суровой зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха колеблется от -50°C (зимой) до $+30^{\circ}\text{C}$ (летом). По количеству выпавших среднегодовых атмосферных осадков (500 мм) район относится к зоне избыточного увлажнения. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая, его

толщина достигает от 1 до 1,5 м. Промерзаемость грунта составляет 0,8-1,6 м, болот около 0,4 м.

Рельеф района типично равнинный, слабовсхолмленный. Абсолютные отметки изменяются от +93 до +125 м, закономерно увеличиваясь с севера на юг. Характерны высокая заболоченность пойм рек и территории в целом, а также большое количество озер. Восточная и южная части месторождения покрыты смешанным редким лесом.

В экономическом отношении район развит слабо. Ближайший населенный пункт - поселок Новый Васюган, расположенный в 70 км на северо-восток от месторождения. [16].

В апреле 2002г. запущен нефтепровод соединяющий Крапивинское с УПН п. Пионерный. Линии ЛЭП на месторождениях развиты. Энергоснабжение на группе месторождений осуществляется посредством ВЛЭП 110 кВольт с Игольского месторождения.

Дорожная сеть на месторождении развита слабо. В 60 км. на восток от месторождения проходит бетонная дорога, соединяющая Каймысовскую группу нефтяных месторождений (Первомайское, Катильгинское, Зап. Катильгинское и др.) с Игольско-Таловым, пос. Новый Васюган и г. Стрежевой.

Строительный лес, необходимый для обустройства месторождения, имеется на месте. Пески, необходимые для отсыпки внутри промысловых дорог и кустов, добываются карьерным способом в районе Лесмуровского месторождения. [18].

Для технического водоснабжения скважин и поддержания пластового давления на месторождении можно использовать подземные воды отложений Покурской свиты. Для питьевого водоснабжения пригодны подземные воды из отложений Новомихайловской свиты палеогена. После специальной очистки для этих же нужд можно использовать и поверхностные воды местных рек.

Крапивинское нефтяное месторождение приурочено к одноименному куполовидному поднятию, выявленному и подготовленному к глубокому буре-

нию в 1967-1968 гг. Промышленная нефтеносность месторождения установлена в 1969г. [14].

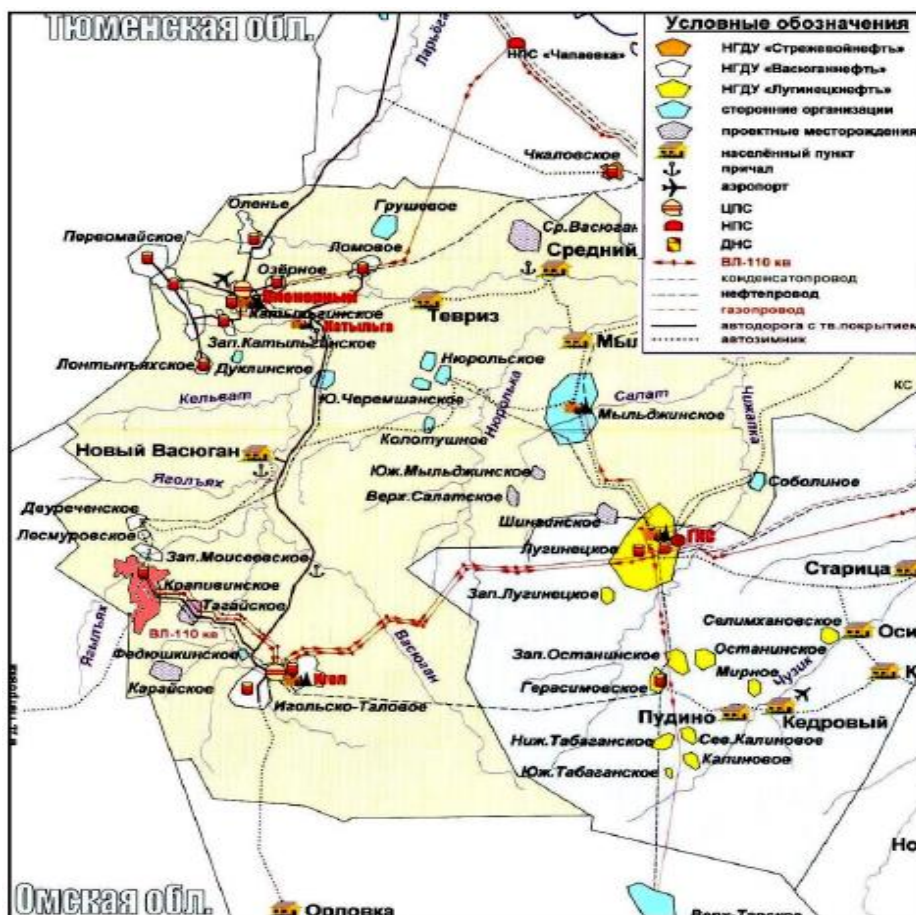


Рисунок 1 - Обзорная карта нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений Томской области

Весь комплекс геолого-поисковых и геологоразведочных работ на месторождении осуществлялся производственным геологическим объединением “Томскнефтегазгеология” и его предприятием ЗНГРЭ. [16].

По результатам бурения и раздельного испытания скважин установлено сложное многопластовое строение месторождения. Пласты характеризуются крайне неоднородным строением по толщине, лито фациям, продуктивности, запасам и так далее. Наиболее высокодебитный в разрезе представляется пласт $Ю_1^{3+4}$, где дебиты фонтанирующих скважин изменяются от первых $м^3/сут$ до первых сотен $м^3/сут$. [14].

Основными ограничениями при фонтанном способе эксплуатации является:

- низкий газовый фактор ($26 \text{ м}^3/\text{м}^3$);
- низкое давление насыщения (4 МПа);
- низкий коэффициент продуктивности по отдельным скважинам (менее $2 \text{ м}^3/\text{сут.} \cdot \text{МПа}$).

Более подходящим способом эксплуатации для данных условий является механизированный способ добычи, тем более что здесь нет значительного вредного влияния газа на работу оборудования. Но поскольку ни один из видов механизированной добычи не может сравниться по объемам перекачиваемой жидкости с УЭЦН, то выбран именно этот способ как основной на данном этапе разработки объектов нефтедобычи. Тем более что, укомплектовывая погружное оборудование УЭЦН частотными преобразователями, появилась реальная возможность в проведении плавного регулирования темпов отбора скважинной продукции. [16].

Большая продолжительность разведочного этапа объективно связана со сложностью геологического строения месторождения. В частности, временный спад темпов разведочных работ был вызван отрицательными результатами по ряду присводовых разведочных скважин, где не было получено промышленных притоков нефти. Однако последующая корректировка направлений геологоразведочных работ на основе новых представлений о геологической модели месторождения позволила пробурить несколько высокопродуктивных разведочных скважин в северо-западной части месторождения, резко увеличить эффективность работ, прирастить значительное количество запасов нефти, а также значительно поднять оценку перспективности и месторождения в целом. [18].

Среди первоочередных задач по совершенствованию системы использования фонда скважин Крапивинского месторождения можно выделить:

- более детальное изучение литофациальных особенностей строения залежей с уточнением характера и геометрии распространения выделенных пачек в разрезе пласта Ю₁³⁻⁴ с детальным изучением их

свойств по данным кернового материала, промыслово-геофизических и гидродинамических исследований;

- изучение неоднородности коллекторских свойств и продуктивных характеристик пластов, как по площади месторождения, так и по интервалам разреза;
- изучение энергетических характеристик залежей, соотношения отборов продукции и динамики пластового давления, режимов эксплуатации залежей;
- дальнейшее изучение свойств нефти и газа в пластовых и поверхностных условиях с детализацией их по пластам и участкам месторождения;
- всестороннее, изучение взаимодействия коллектора и насыщающего его флюида, лабораторные определения коэффициентов вытеснения, фазовых характеристик при вытеснении нефти водой;
- Учитывая сложность геологического строения месторождения, для решения многих из перечисленных задач на месторождении необходима постановка пробной эксплуатации с использованием разведочных и бурением ограниченного числа оценочных эксплуатационных скважин.

Кроме решения вопросов и проблем, указанных выше, в процессе пробной эксплуатации должна быть отработана эффективная технология заканчивания скважин строительством, обеспечивающая сохранение коллекторских свойств и продуктивности пластов и скважин; необходимо опробовать и подготовить к промышленному внедрению на месторождении эффективные методы воздействия на пласт с целью интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи; обосновать эффективный для условий месторождения способ эксплуатации скважин. [20].

Выполнение данной программы пробной эксплуатации должно обеспечить получение необходимой геолого-промысловой информации для обоснова-

ния рациональной систем промышленной разработки месторождения и составления соответствующей проектной документации.

В геологическом строении месторождения принимают участие вулканогенно-осадочные метаморфизованные образования доюрского основания, осадочные отложения юры, мела, палеогена и четвертичной системы. Отложения вскрыты и изучены бурением поисково-разведочных скважин (Рисунок 2). [21].

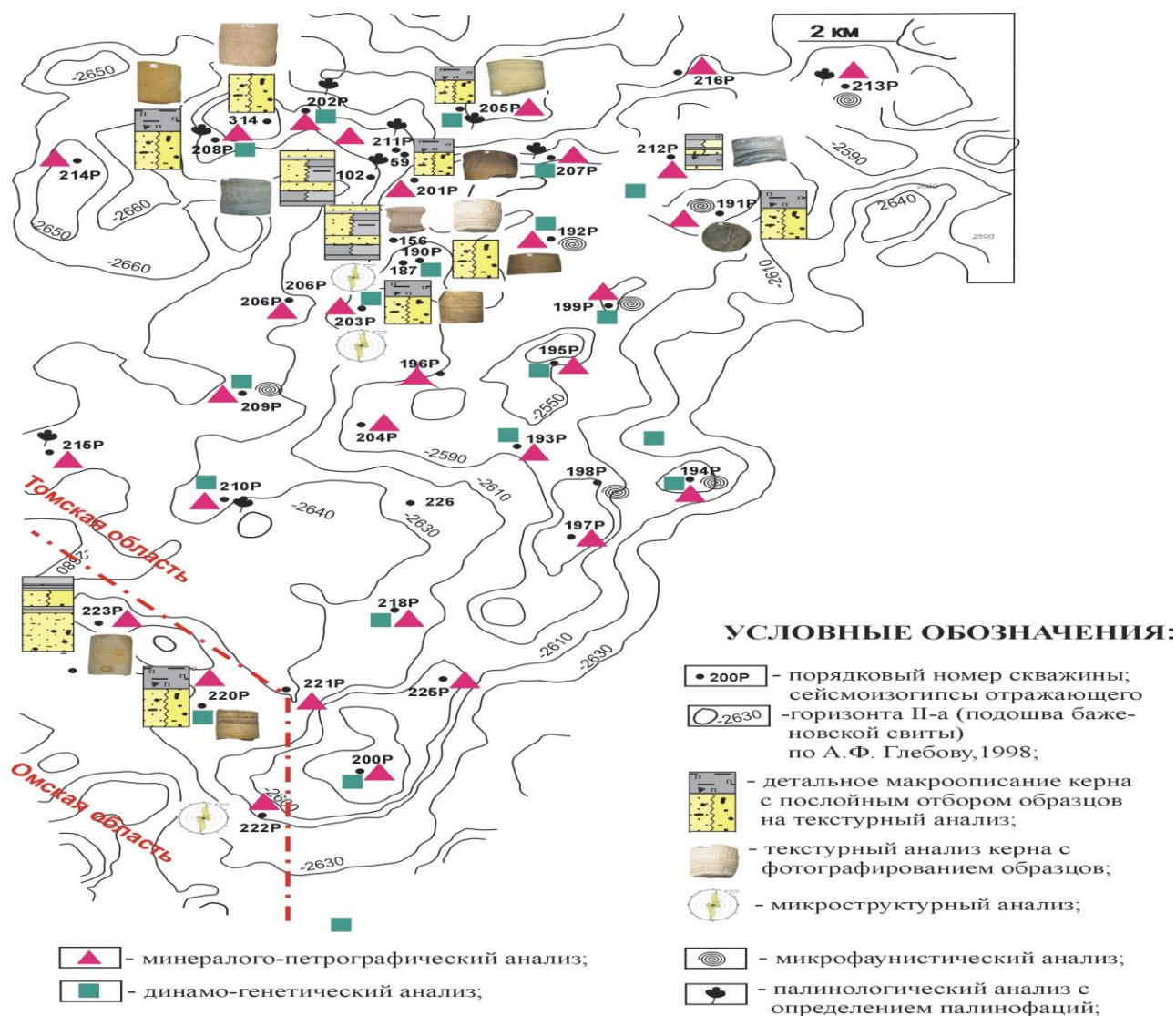


Рисунок 2 -Схема литологической изученности

Доюрские образования вскрыты на месторождении лишь двумя скважинами - № 195 и № 200, мощностью от 80 до 107 м. Отложения залегают на глубине 2810-2950 м. Литологически представлены преимущественно эффузивными породами – спилитами, диабазами, на которых развита кора выветривания мощностью 15-20 м. [21].

Отложения коры залегают с размывом и стратиграфическим несогласием на доюрском (палеозойском) метаморфизованном основании и выделяются в составе тюменской, васюганской, георгиевской и баженовской свит. Глубина их залегания оценивается в пределах от -2623 м (скв. 191) до -2723 м (скв. 205). В литофациальном отношении комплекс этих отложений выражен в прибрежно-морских, континентальных и лагунных фациях и сложен песчаниками, алевролитами, аргиллитами и углями. Разрез юры характеризуется литофациальной изменчивостью песчаных пород, как по разрезу, так и по площади, распространением внутри толщи локальных седиментационных размывов, прерывистым и линзовидным залеганием песчано-алевролитовых пластов среди глин, вторичными эпигенетическими изменениями пород. [28].

Тюменская свита. Полные разрезы отложений свиты, вскрыты между двумя скважинами. Отложения залегают с глубоким размывом, угловым и стратиграфическим несогласием на доюрском консолидированном основании. Разрез имеет двухчленное строение. Нижняя часть, преимущественно, глинистая. Литологически сложена аргиллитами углистыми с резко подчиненными маломощными прослоями алевролитов, песчаников, углей и их разностей; верхняя - алевролитопесчаная характеризуется чередованием пачек алевролитов, углистых аргиллитов и углей с прослоями и линзами песчаников толщиной от 2 до 40 м и углей толщиной 1-2 м. Песчаные пласты верхней толщи часто выклиниваются и замещаются на более глинистые разности пород от алевролитов до аргиллитов и имеют спорадический характер распространения. В их основании прослеживаются, как правило, пласты углей. Песчаные пласты выделяются под индексами Ю₂, Ю₃, Ю₄, Ю₅ и Ю₆. В шлифах песчаники мелко-среднезернистые, гора параллельно и косослойчатые, полимиктовые, кварц-

полевошпатовые, содержат нередко обильный углефицированный растительный детрит, сидерит. Цемент поровой, порово-базальный глинистый. Аргиллиты углистые, темно-серые, ожелезненные с включениями обугленных растительных остатков. [25].

Васюганская свита. Разрез свиты, вскрыт на полную мощность большинством пробуренных скважин. Залегает с размывом на отложениях тюменской свиты. Свита подразделяется на две подсвиты - нижнюю преимущественно глинистую, и верхнюю - глинисто-алевролитно-песчаную. Верхняя подсвита, соответствует по объему горизонту $Ю_1$, в составе которого выделяются два продуктивных песчаных пласта $Ю_1^3$ и $Ю_1^2$, разделенные углисто-глинистой перемышкой толщиной 2-10 м. По особенностям литофациального строения пласт $Ю_1^3$ уверенно расчленяется на три литопачки - песчаные, песчано-алевролитовую и алевролитоглинистую и перекрывается повсеместно слоем угля толщиной от 1 до 5 м. Внутри пласта фиксируется скрытый седиментационный размыв между алевролитоглинистой и песчано-алевролитовой пачками, глубина которого достигает верхов разреза нижневасюганской подсвиты. В этой связи отмечается выпадение из разреза пласта отдельных его стратиграфических элементов (литопачек) и весьма сложные их взаимоотношения, как в разрезе, так и в плане. [32].

Толщина пласта $Ю_1^3$ на месторождении изменяется от 10 до 24 м, в т.ч. литопачек - алевролитоглинистой от 0 до 19 м, песчано - алевролитовой от 0 до 16 м.

Перекрывается пласт глинисто-углистой литопачкой толщиной от 2 до 10 м, сложенной чередованием углей, углистых аргиллитов и аргиллитов, сформированных в оксфордское время в континентальных условиях (фаии озер и болот). Вышележащий разрез подсвиты, представлен пластом $Ю_1^2$. Его верхняя граница соответствует кровле верхневасюганской подсвиты. Литологически характеризуется чередованием песчаников и алевролитов мелкозернистых, полимиктовых, кварц-полевошпатовых на каолингидрослюдистом, глинисто-карбонатном цементе. В разрезе пласта встречаются разно-

сти песчаников, песчаники на каолин-серицитовом цементе, прослой углисто-карбонатных пород, мелкие обломки угля в песчаных породах, прослой углефицированных растительных остатков. Пласт не выдержан по литологии, фациям и толщине. Выражен в прибрежно-морских, лагунных и континентальных фациях. В целом имеет площадное распространение. Отмечается стратиграфическое выклинивание пласта в разрезе скв.200 (Западно- Крапивинская) и литофациальные замещения на углисто-глинистые разности пород в разрезах скважин 194, 212 - Крапивинские. Низкие коллекторские свойства пласта, по сравнению с Ю₁³, исходя из литофациального анализа слагающих его пород, обусловлены, очевидно, их генезисом, резким преобладанием в их составе континентальных фаций по сравнению с прибрежно-морскими, что подтверждается высокой углистостью разреза и низкой степенью отсортированности обломочного материала. Толщина пласта изменяется от 0 до 4.5 м. Мощность нижневасюганской подсвиты изменяется от 21 до 38м, верхневасюганской - составляет 23 - 38 м. [35].

Георгиевская свита. Залегаet с локальным размывом на отложениях васюганской свиты. Разрез выражен в глинистых, реже песчаных фациях. В целом разрез уплотнен и характеризуется отсутствием в его составе проницаемых разностей пород.

Баженовская свита. Залегаet согласно на георгиевской, реже со следами скрытого седиментационного размыва на отложениях верхневасюганской подсвиты. Глубина размыва достигает уровня залегания песчаного пласта Ю₁³ и угольного пласта межугольной толщи верхневасюганской подсвиты верхней юры. Повсеместно характеризуется глинистым типом разреза. Толщина свиты 18-27 м. [36].

Характеристика продуктивных пластов приводится по четырем показателям: толщинам (общей, эффективной и нефтенасыщенной); коллекторским свойствам (проницаемости и открытой пористости); неоднородности (расчлененности и песчанистости) и нефтенасыщенности (таблица 1).

Промышленная нефтеносность месторождения связана с терригенными отложениями регионально продуктивного горизонта Ю₁ - пластами Ю₁² над угольной толщи и Ю₁³ под угольной толщи.

Пласт Ю₁² развит практически повсеместно по площади. Пласт Ю₁² по своему генезису относится к прибрежно-морским песчаникам и имеет покровный характер площадного развития. [37].

В большинстве опробованных скважин притоки безводной нефти составили от 0,2 до 3 м³/сут при динамических уровнях от 534 до 112 м. притоки безводной нефти составили от 0,2 до 3 м³/сут при динамических уровнях от 534 до 112 м. При опробовании в процессе бурения пласта Ю₁² при депрессии 14,6 МПа получено 0,2 м³/сут нефти.

Коэффициенты продуктивности скважин низкие, варьируют от 0,07 м³/сут*МПа до 2,51 м³/сут*МПа, составляя в среднем 0,5 м³/сут*МПа. Газовый фактор 24 – 36 м³/м³. Пластовое давление варьируется – от 26,4 МПа до 27,6 МПа. [36].

Пласт характеризуется следующими показателями неоднородности: средний коэффициент песчанистости 0,868; средняя расчлененность 2,1.

Пласт Ю₁³ является основным объектом разработки. Особенности геологического строения залежей нефти данного пласта являются:

- локальное распространение залежей в пределах латерально развитого (покровного) коллектора;
- значительная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств резервуара по разрезу и площади;
- в большинстве скважин установлено закономерное ухудшение фильтрационно-емкостных свойств от кровли к подошве.

Породы верхней части пласта характеризуются довольно высокими фильтрационно-емкостными свойствами (пористость 19,4-22,2% и проницаемость 12,9-292,4 мД). Развитие пористости, по-видимому, можно связывать непосредственно с деформационными процессами – дробление, катаклазирование зерен и поровым выщелачиванием. Пачка Ю₁^{3В} породы данного ин-

тервала характеризуются низкими коллекторскими свойствами (пористость 0,45 %, проницаемость 2.4 мД). [25].

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Толщина	Наименование	Пласты			
		Зоны пласта Ю ₁ ¹⁻²	Зоны пласта Ю ₁ ^{3А}	Зоны пласта Ю ₁ ^{3Б}	Зоны пласта Ю ₁ ^{3В}
		По пласту в целом	По пласту в целом	По пласту в целом	По пласту в целом
Общая	Средняя, м	4,4	6	7,56	5,48
Эффективная	Средняя, м	2,5	5,7	6,4	4,72
Нефтенасыщенная	Средняя, м	2,5	5,7	6,86	4,39
Коэффициент песчанистости, доли ед.		0,868	0,949	0,886	0,89
Коэффициент расчлененности, доли ед.		2,1	1,29	1,24	1,3
Проницаемость, мкм ² *10 ⁻³		5,8	119,4	15,22	10,12
Пористость, доли ед.		0,15	0,173	0,153	0,151
Нефтенасыщенность, доли ед.		0,54	0,669	0,603	0,535

Необходимо отметить, что связи с малым количеством проанализированных скважин полученные результаты имеют информативный характер и могут быть использованы для сравнительной оценки объектов исследований.

В региональном тектоническом плане Крапивинское месторождение расположено на южном склоне Моисеевского куполовидного поднятия Каймысовского свода. В локальном структурном плане по отражающему сейсмогоризонту Па (подошва баженовской свиты) охватывает группу пространственно сближенных локальных поднятий, отделенных друг от друга узкими линейны-

ми или мульдообразными прогибами амплитудой 15-20 м. Всего насчитывается до четырех локальных поднятий, наиболее крупными из которых являются Крапивинское и Западно-Крапивинское. Мелкие локальные поднятия расположены на погружениях более крупных и характеризуются как малоамплитудные, малоразмерные структуры-спутники месторождения. Единой оконтуривающей сейсмоизогипсы по локальному поднятию не имеют. [37].

В тоже время отмечается общая закономерность понижения гипсометрии их зеркала складчатости с востока на запад и северо-востока на юго-запад от -2520 до -2640 м. В плане локального поднятия формируют самостоятельную структурную зону, объединяющую разноамплитудные складки брахиантиклинального, линейного и куполовидного типов. Куполовидные антиклинальные складки распространены в южной части месторождения. Всего здесь насчитывается до трех таких форм, расположенных на одной структурной линии складок, простирающихся с юго-востока на северо-запад. К брахиантиклинальному типу относится Крапивинское локальному поднятию. [41].

Крапивинская брахиантиклинальная складка простирается с юга на север, имеет размеры 18,5*5-9км и амплитуду 80 м по оконтуривающей сейсмоизогипсе -2600 м. Складка асимметричная, восточное крыло по отношению к западному более крутое и короткое. Структура представляется многокупольной. Мелкие складки, осложняют сводовую поверхность брахиантиклиналями и ее периклинальные окончания. В плане они отдельными рядами диагонально пересекают структуру с юго-запада на северо-восток, в каждой из которой насчитывается от 2 до 4 складок. Западное крыло брахиантиклинали, кроме того, осложнено узкими и глубокими заливообразными прогибами (в виде мульды) и структурными выступами. Мелкие складки имеют обычно изометричную, линейную или треугольную форму очертаний. Западно-Крапивинское локальное поднятие расположено на юго-западном погружении Крапивинской брахискладки и отделяется от нее межструктурным понижением, состоящим из линейного прогиба и мульды амплитудой 15-20 м. [28].

2.2 Нефтегазоносность

Промышленная нефтеносность разреза связывается с двумя песчаными пластами горизонта Ю₁васюганской свиты - Ю₁² и Ю₁³, разделенных углесто-глинистой перемычкой толщиной от 2 до 10 м. Пласты неоднородные, не выдержаны по мощности, литологии и фациям, коллекторским свойствам, продуктивности. В плане залежи по пластам не имеют замкнутого контура нефтеносности на одну ловушку, пространственно и структурно обособляются в виде самостоятельных локальных залежей со сложными, смешанным типом экранирования, в т.ч. структурным, литологическим, стратиграфическим. Месторождение относится к многопластовым, нефтяным. По соотношению контуров залежей классифицируется как многоконтурное. Основные балансовые (промышленные) запасы нефти (около 80%) сконцентрированы в пласте Ю₁³, который характеризуется распространением в его составе разноедебитных, высокопроницаемых, среднепроницаемых и низкопроницаемых типов коллекторов. Пласт Ю₁² представляется как низкодебитный, низкопроницаемый, маломощный и низкопродуктивный. [25].

Нижеприводится характеристика месторождения отдельно по залежам пластов Ю₁² и Ю₁³.

По пласту Ю₁² месторождение обособляется в виде двух залежей. Первая (основная) Крапивинская залежь и вторая, Западно-Крапивинская сопряжены одноименными локальным поднятием. Крапивинская залежь залегает в интервале -2525 -2595 м. Имеет размеры 19,5*5-9,5 км и амплитуду порядка 65-70 м. Нефтенасыщенная толщина пласта не превышает 4,6 м. [37].

Промышленные притоки нефти получены в 12 поисково-разведочных скважинах. Дебиты скважин невысокие, изменяются от 0,5 до 12 м³/с при среднем значении 3 м³/сутки. Залежь Ю₁² низкопродуктивная, пластовая сводовая, литологически экранированная. Ее границы не установлены, ВНК принимается условно на -2595 м по нижней границе нефтенасыщения пласта. Западно-

Крапивинская залежь представляется прогнозной. Здесь пробурен ряд скважин, но объект не испытан.

По материалам ГИС пласт в скв. 220 нефтенасыщенный, в скв.221 - водонасыщенный и в скв. 200 отсутствует, вследствие стратиграфического выклинивания.

По пласту Ю₁³ геологическая модель месторождения значительно усложняется, количество нефтяных залежей увеличивается до трех, прослеживается сложный характер их экранирования. Геометрия залежей определяется не только структурным, но и литологическим, стратиграфическим, гидродинамическим факторами. Здесь выделены залежи А, Б, В. Ниже приводится краткая характеристика нефтеносности месторождения отдельно по залежам пласта Ю₁³. [34].

Залежь А - расположена в северо-западной части проектируемой площади (район скв. №208, 190, 204), залегает в интервале -2575 - 2642 м. Размеры 18,5*4 км, высота 75 - 80 м. Промышленные притоки нефти получены в 9 скважинах. Дебиты нефти в нефтяной зоне пласта изменяются от 33 до 230 м³/сутки, закономерно увеличиваясь с юга на север. Залежь пластовая сводовая, литологически и капиллярно-экранированная. Гипсометрия ВНК по результатам подсчета запасов 1992г. принимается на - 2605 -2642 м и представляется наклонным с северо-востока на юго-запад.

Это наиболее высокопродуктивная из всех описываемых залежей.

Залежь Б - приурочена к Западно-Крапивинскому локальному поднятию. Залегает в интервале а.о. -2590 - 2645 м. Размеры 12*2 – 6,5 км, высота 40-55 м. Пластовая присводовая, стратиграфически экранированная. Нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 10 (скв.221) до 16 м (скв.220). Дебиты скважин (по нефти) составляют: скв. 222 - 31.2 м³/сутки, скв. 223 - 34 м³/сутки, скв.220 - 11.5 м³/сутки и скв.221 -7.8 м³/сутки. ВНК принимается на -2645 м с учетом результатов испытания скв.221. [41].

Залежь В - расположена в юго-восточной части месторождения в районе скв. 197. Залегает в интервале -2559 -2600 м, имеет размеры 6,5*5 км и высоту

40 м. Характеризуется сложным типом экранирования, классифицируется как пластовая сводовая, стратиграфически и капиллярно-литологически экранированная. Нефтенасыщенная толщина пласта по единичной внутриконтурной скв. 197 оценивается в 4.6 м. В разрезе пласта получен фонтанный приток нефти дебитом 5,7 м³/сутки. Геометрия ВНК залежи не установлена и условно принимается на-2600 м. Залежь представляется слабоизученной и требует дополнительного изучения бурением с уточнения геометрии, и подтверждения запасов категории С₂. [42].

2.3 Физико-химические свойства нефти, воды и растворенного газа

Анализ имеющегося материала показывает, что все нефти обладают низким газосодержанием и, следовательно, низким давлением насыщения и объемным коэффициентом. Газонасыщенность нефти изменяется в одних и тех же пределах (17 - 37 м³/т).

Диапазон изменения плотности поверхностных проб нефти достаточно широк. При этом наблюдается неплохое соответствие между анализами глубинных и поверхностных проб. [22].

Наблюдается довольно отчетливая связь между содержанием асфальтенов и глубиной. Пользуясь этой зависимостью, можно прогнозировать качество нефтей запасов категории С₂. Характеристика нефти представлена в таблице 2, а компонентный состав газа в таблице 3.

Таблица 2 – Характеристика нефти

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Количество
1.	Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м ³	770-804
2.	Плотность нефти в поверхностных условиях	кг/м ³	848-853
3.	Вязкость пластовой нефти	мПа*с	1,15-2,1
4.	Вязкость нефти в стандартных условиях		

Продолжение таблицы 2

	При 20 °С	мПа*с	7,06-9,56
	При 50 °С	мПа*с	3,39-4,6
5.	Массовое содержание (среднее значение)		
	Серы	% массов	0,52-0,81
	Смол силикагелевых	% массов	5,2-7,8
	Асфальтенов	% массов	1,8-4,4
	Парафинов	% массов	1,8-4,0
6.	Температура плавления парафина	°С	47,3-55
7.	Выход фракций		
	100 °С	% об.	6
	150 °С	% об.	14-20
	250 °С	% об.	23-39
	300 °С	% об.	39,5-52
8.	Газовый фактор (среднее значение)	м ³ /т	27-36
9.	Температура застывания	°С	-10
10.	Обводненность	%	5-50
11.	Содержание мех. примесей	мг/дм ³	180-300

Таблица 3 – Компонентный состав нефтяного газа, разгазированного из пластовой нефти Крапивинского месторождения

Наименование	Молекулярная концентрация, %		
	Выделившийся газ	Сепарированная нефть	Пластовая нефть
Двуокись углерода	1,45-2,3	0,11	0,34-0,54
N ₂ + редкие	3,18-3,9	-	0,5-0,88

Продолжение таблицы 3

CH ₄	3,38-56,6	0,07-0,11	7,35-16,23
C ₂ H ₆	6,76-15,47	0,3-0,7	1,84-2,57
C ₃ H ₈	8,83-17,24	2,03-3,99	4,46-5,64
i-C ₄ H ₁₀	1,09-3,79	1,1-1,76	1,46-4,48
n-C ₄ H ₁₀	3,02-6,7	3,09-3,89	1,73-3,82
i-C ₅ H ₁₂	0,47-1,87	1,32-2,67	1,22-3,11
n-C ₅ H ₁₂	0,39-1,6	1,45-3,6	1,312,85
C ₆ H ₁₄ + остаток	0,51-0,86	84,44-87,95	65,99-76,87
Плотность, кг/м ³	0,97-1,112	848,1-848,4	772,8-804

Минерализация воды меняется в пределах от 26,4 до 35,15 г/дм³ и составляет в среднем 31,6 г/дм³. По составу вода типична для верхнеюрского горизонта. Тип воды по хлор-кальциевый. Состав и свойства воды приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Состав и свойства пластовой воды Крапивинского месторождения

Наименование параметра	Количество исследованных		Диапазон изменения	Рекомендуемое значение
	Скважин	Проб		
Плотность, г/см ³	13	19	1,018-1,024	1,021
Водородный показатель, рН	13	19	6,4-7,8	7,1
Содержание ионов, мг/дм ³				
Cl ⁻	13	19	15443-20945	18770
HCO ₃ ⁻	13	19	775-1427	1120
CO ₃ ²⁻	13	19		<3

Продолжение таблицы 4

Na ⁺ +K ⁺	13	19	9910-12562	11400
Ca ²⁺	13	19	896-380	528
Mg ²⁺	10	17	30-620	316
J	7	9	1,1-5,2	2,3
Br	7	9	53,5-117,7	81,2
Минерализация, г/дм ³	13	19	26,4-35,2	31,6
Тип воды			Хлор- кальциевый	Хлор-кальциевый

Основываясь на имеющейся информации о свойствах пластовой продукции можно сделать вывод о том, что свойства нефтей Крапивинской группы месторождений обладают такими свойствами, которые как нельзя лучше подходят для ее механизированной добычи посредством УЭЦН. Это низкое давление насыщения и газовый фактор, а так же связанный с этим небольшой перепад в плотности нефти в пластовых и поверхностных условиях, что гарантированно исключает образование газового «замка» на приеме ЭЦН. [33].

2.4 Запасы нефти и газа

Согласно «Классификации запасов нефти и горючих газов» Крапивинское месторождение относится к категории средних, по сложности геологического строения – к группе очень сложных.

На 01.01.2001 года на государственном балансе РФ числились следующие запасы нефти:

балансовые по категории С1 - 76520 тыс. т, извлекаемые 24234 тыс. т;

балансовые по категории С2 - 28809 тыс. т, извлекаемые 8207 тыс. т

растворенного газа:

категории C1 -587 млн. м³;

категории C2 - 232 млн. м³.

2001 г. по результатам пробной эксплуатации месторождения запасы были представлены на рассмотрение в ГКЗ, утверждены (протокол заседания комиссии № 642 от 13.05.01). В связи с бурением новых скважин в последующие годы на Томской территории месторождения осуществлялись приросты запасов по обоим пластам. В целом по месторождению начальные балансовые запасы нефти по категориям В+С1 увеличились на 24,2%, категории C2 уменьшились на 21,2%, что говорит о том, что, в основном прирост запасов осуществлялся за счет перевода запасов в промышленную категорию (Таблица 5). [38].

Таблица 5 – Прирост запасов по категориям

Запасы нефти, тыс. т.	2001 год	2009 год
Геологические	90911	92662
Извлекаемые	30079	30595

2.5 Обоснование выбора системы разработки месторождения

В настоящее время Крапивинское месторождение достаточно изучено для ввода в промышленную разработку в результате проведения пробной эксплуатации.

Однако на стадии пробной эксплуатации необходимо уже сейчас обосновать основные принципиальные решения по будущей системе разработки с тем, чтобы элементы и объекты пробной эксплуатации впоследствии органически вписались в систему разработки; необходимо также с возможной точностью предварительно оценить возможные уровни добычи нефти, жидкости и динамику освоения месторождения, в частности, для того, чтобы учесть их при проектировании строительства объектов внешних коммуникаций месторождения в соответствии с требованиями. [44].

Запасы нефти месторождения учтены по двум объектам – пластам Ю₁³⁻⁴ и Ю₁¹⁻². Основная доля промышленных извлекаемых запасов месторождения (88 % категорий С₁+С₂ и 91 % категории С₁) связана с нижним пластом Ю₁³⁻⁴. Верхний пласт Ю₁¹⁻², имеет незначительную нефтенасыщенную толщину, низкую проницаемость и удельную продуктивность. В соответствии с этим несопоставим с основным объектом Ю₁³⁻⁴, что делает очевидной нецелесообразность и невозможность их совместной эксплуатации.

С другой стороны, низкие дебиты объекта Ю₁¹⁻² (средний начальный – 2,8 т/сут) предопределяют экономическую нерентабельность и нецелесообразность бурения на него самостоятельной сетки скважин. В этом случае представляется правильным рассматривать залежи пласта Ю₁¹⁻² как возвратный объект в скважинах после отработки основного объекта – пласта Ю₁³⁻⁴. При этом благоприятным обстоятельством является сосредоточение практически всех запасов категории С₁ пласта Ю₁¹⁻² на участке основной залежи пласта Ю₁³⁻⁴ первоочередного объекта разработки. [46].

По пласту Ю₁³⁻⁴ в площадном отношении за счет структурного фактора в литологического экрана в сводовой части месторождения выделяются практически 5 самостоятельных залежей, резко отличающихся запасами и продуктивностью скважин. Основная по запасам залежь пласта Ю₁³⁻⁴ содержит порядка 21,5 млн. т запасов нефти категории С₁ - 78 % всех запасов пласта и характеризуется максимальной продуктивностью относительно других участков. Средний начальный дебит скважин здесь составляет порядка 80-100 т/сут., что почти на порядок выше в сравнении со скважинами других участков. [38].

Приведенные данные и обстоятельства позволяют считать залежь пласта Ю₁³⁻⁴ первоочередным объектом для ввода в разработку на месторождении.

Учитывая ограниченные возможности капитальных вложения для освоения месторождения, а также требования минимальных сроков их окупаемости, другие малопродуктивные залежи пласта Ю₁³⁻⁴ целесообразно вводить в разработку в последующие очереди, после разбуривания и обустройства основной залежи.

В свете сложившихся на сегодня представлений о геологической модели месторождения необходимо уже сейчас заострить внимание еще на одной важной особенности будущей системы разработки и учесть ее при проектировании пробной эксплуатации.

В Томской области, как и в целом по Западной Сибири, в период массового, широкомасштабного и интенсивного освоения месторождений в условиях бездорожья с применением кустового наклонно-направленного бурения сложилась практика, когда практически весь проектный фонд скважин, определенный технологической схемой разработки, разбуривался в одну стадию, то есть буровой станок заходил на куст только один раз. Учитывая, что на этапе составления технологических схем, как правило, отсутствуют необходимые геолого-промысловые и технико-экономические данные для обоснования дифференцированных по геометрии и плотности сетки скважин систем разработки, залежи разбуривались по равномерной, достаточно плотной сетке с вертикальным окончанием стволов скважин. [38].

Главным достоинством и обоснованием такого подхода было сокращение затрат, связанных с подготовительными работами к бурению и обустройством скважин при одностадийном разбуривании, сокращение времени на освоение месторождений, ускоренный вывод их на максимальные уровни добычи.

Однако у такой технологии освоения есть и обратная сторона - в этом случае практически изначально исключается возможность применения оптимальных систем разработки с дифференцированным расположением и плотностью скважин, максимально аппроксимированных к особенностям геологической модели залежи, которые, к сожалению, оказываются изученными с детальностью, достаточной для обоснования таких систем, в большинстве случаев только при полном или близком к тому разбуривании всей залежи. [23].

Материальный ущерб в подобной ситуации обуславливается наличием либо «ненужных», с позиций оптимальной разработки, скважин на одних участках залежи с вытекающими отсюда неоправданными затратами на их

строительство, либо недостатком скважин на других участках с нереализованными в этом случае возможностями дополнительной добычи нефти с эффективными экономическими показателями или (а также) увеличения нефтеотдачи.

До последнего времени в Западной Сибири безапелляционно предпочтение отдавалось первой (с «одностадийным» разбуриванием) технологии освоения месторождений. Однако, этот сложившийся стереотип, вероятней всего, в большей мере отражает затратный подход к освоению месторождения (больше скважин в короткий срок в ущерб их качества и производительности), чем реальный экономический эффект при освоении месторождения. Особенно сомнительными такие «экономические выгоды» одностадийного разбуривания представляются в настоящее время, когда в условиях приближения к рынку и кризиса в экономике прекращено централизованное государственное инвестирование освоения месторождений, источниками капитальных вложений остается только прибыль нефтедобывающего предприятия, а в связи с кризисом резко сократились масштабы освоения и ввода новых месторождений, нефтедобывающих мощностей, объем бурения и ввода скважин. [33].

С другой стороны, в последние годы в распоряжении нефтяников-разработчиков, в том числе и в институте «ТомскНИПИнефть» появились на вооружении современные компьютерные программы, позволяющие с практически неограниченной дифференциацией характеристик и свойств по элементам залежей проводить многовариантные расчеты и обосновать оптимальную систему разработки с учетом неоднородности строения залежи.

При двухстадийном (или трехстадийном) разбуривании месторождения появляется возможность эффективно использовать такие новые мощные технологии интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи как разработка залежей с применением горизонтальных скважин или гидроразрывов пласта.

Приведенные выше доводы о преимуществах двухстадийного разбуривания для условий Крапивинского месторождения особенно значимы и актуальны, если учесть сложность его геологического строения и чрезвычайно

большую изменчивость продуктивных пластов, как по разрезу, так и по площади залежей.

В связи с этим, представляется целесообразно на этапе проектирования промышленной разработки рассмотреть варианты с двухстадийным разбуриванием залежей пласта Ю₁³⁻⁴ - по редкой сетке (1000 x 1000 м или 800 x 800 м) с последующим уплотнением ее на более поздних этапах разработки, выборочно на отдельных участках. [12].

2.6 Основные показатели разработки

В 2001 году центральной комиссией по разработке Минэнерго утверждена технологическая схема разработки группы Крапивинского месторождения, составленная институтом «ТомскНИПИнефть» (протокол №2740 от 20.09.2001 г., г. Москва) окончание разбуривания месторождения – 2012 г.

В настоящее время на Крапивинском месторождении активно формируется площадная система разработки, хотя в большей степени оказываются вовлеченными в работу приконтурные скважины. [28].

Дебиты нефти по Крапивинскому месторождению начинают снижаться с 2004 г. (таблица 6). Это обусловлено как вступлением в разработку Южной залежи (Омская часть), где дебиты нефти были ниже средних в целом по месторождению до 2005 года, так и уменьшением дебитов нефти по самой продуктивной Северо-Западной залежи, в связи с ростом обводненности скважинной продукции до 36,6% в 2004 г. и до 54,3% в 2005 г. В 2009 г. обводненность стала 81,2%. Динамика изменения добычи жидкости и нефти представлена на рисунке 6.

В качестве рабочего агента для закачки в пласт с целью поддержания пластового давления используется пресная вода, вода сеноманского горизонта и подтоварная вода. Динамика закачки воды и компенсация добычи жидкости представлена на рисунке 3.

Таблица 6 – Основные показатели разработки Крапивинского месторождения

Год	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Обводн. %	Годовая закачка, тыс. м ³	Действ. фонд до-быв. скважин, шт.	Действ. фонд нагнетат. скважин, шт.	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости т/сут
2000	222,9	233,7	2,5	79,0	16	2	98,9	99,75
2001	710,0	750,1	5,8	98,2	17	1	119,6	126,75
2002	797,0	861,2	7,1	145,2	21	4	132,8	143,1
2003	1025,2	1289,5	19,9	1228,5	38	13	116,8	146,9
2004	1555,2	2247,2	36,6	2906,0	48	21	121,5	186,8
2005	1474,1	2713,9	54,3	3930,0	48	28	92,0	195,8
2006	1062,6	3076,7	65,5	4196,0	47	27	65,4	219,2
2007	1002,5	3202,6	73,0	4250,0	49	27	68,5	220,3
2008	991,3	3445,0	78,0	4280,5	58	29	64,2	260,8
2009	974,2	3600,5	81,2	3305,0	58	30	62,1	316,1
2010	1460,2	4763,2	75,3	4428,0	99	51	42,2	256
2011	2083,4	8154,7	71,0	6714,0	214	91	35,4	120,0
2012	2219,0	8708,5	71,0	8474,0	241	129	29,3	99,1

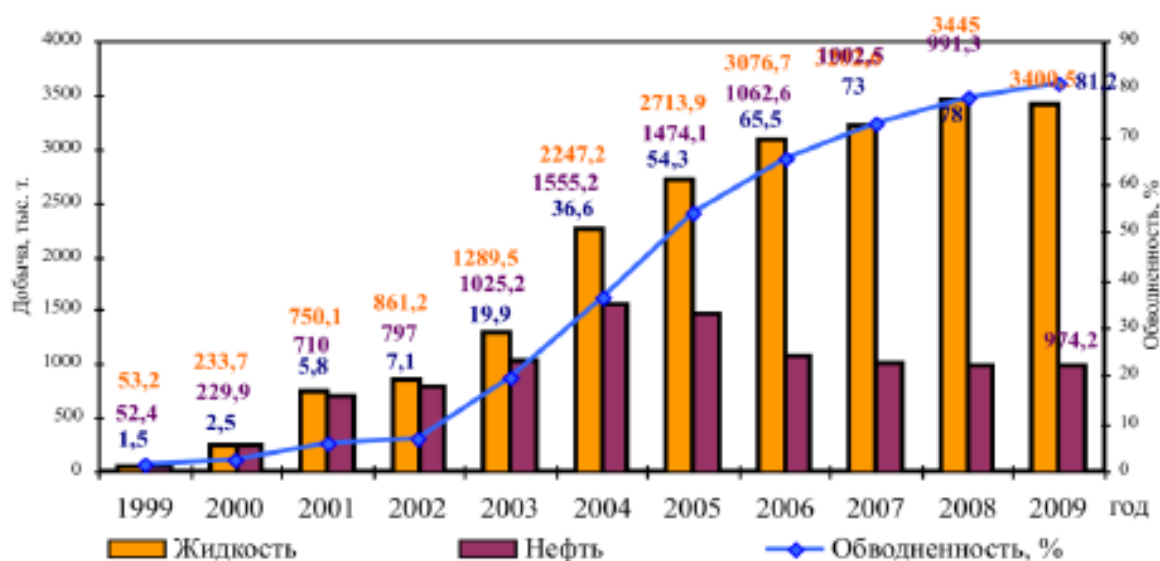


Рисунок 3 – Динамика изменения добычи жидкости и нефти



Рисунок 4 – Динамика компенсации жидкости фондом скважин ППД

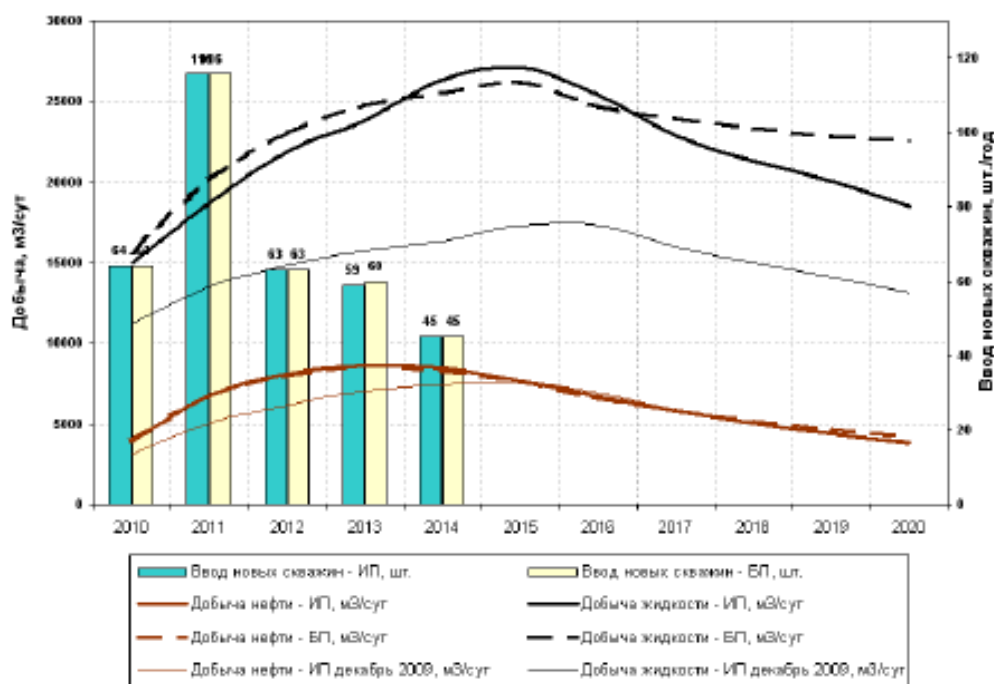


Рисунок 5 – Показатели по добычи жидкости, нефти и числе вновь введенных скважин

2.7 Анализ состояния фонда скважин

На январь 2013г. общий фонд скважин Крапивинского месторождения Томской области составляет 317 ед., из них 259 ед. составляет фонд добываю-

щих скважин, 57 ед. – фонд нагнетательных скважин и 15 ед. фонд водозаборных скважин (таблица 7).

Эксплуатационный фонд добывающих скважин по состоянию на 1.01.2013г. насчитывает 266 ед., из них: бездействующих - 18 ед. по причине малого дебита и высокого обводнения продукции (>90%), нагнетательных – 129 ед., из них 1 в бездействии. [8].

Таблица 7 – Характеристика фонда скважин (2017г.)

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Фонд добывающих скважин	Пробурено	395
	Возвращено с других горизонтов	-
	Всего	395
	В том числе:	
	Действующие	266
	из них фонтанные	-
	ЭЦН	266
	ШГН	-
	Бездействующие	18
	В освоении после бурения	20
	В консервации	5
	Пьезометрические	2
	Переведены под закачку	10
	Переведены на другие горизонты	-
	В ожидании ликвидации	2
	Ликвидированные	3
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	54
	Переведены из добывающих	10
	Всего	129
	В том числе	
	Под закачкой	128
	Бездействующие	1

Таблица 8 – Показатели фонда скважин ППД

Показатели	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ср.прием.наг н. на 1 скв. ППД, м ³ /сут	320	465	485	464	460	448	452		
Ср.сумм.прие м. скв. ППД, м ³ /сут	2023	10020	13580	12528	11150	11044	11002	10806	6714
Зак.раб. аген- та за год, м ³ /сут	1228,5	2906	3930	4196	4250	4214	4190	5546	7256
Зак.раб. аген- та с нач.разр., тыс.м ³	1570,4	4476,4	8406,4	12602	1685	21066	25050	30596	37852
Компен. от- бора: теку- щая, %	71,8	104,4	124	123	124,2	121,7	120,1	110,3	88
Компен. от- бора с нач. разраб. %	37,1	64,9	83,8	93,9	99,94	99,98	99,98	99,5	99

2.8 Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта

На Томской части Крапивинского месторождения гидроразрыв осуществлялся сервисными компаниями Schlumberger и BJ Services. В период с января 2001г. по май 2004г. проведено 39 операций по гидравлическому разрыву пласта. Из них в 2001 году было проведено 4, в 2002 году – 12, в 2003 году – 19, в 2004 году – 4 операции, в 2005 г. ГРП не проводился, в 2006 году – 6 операций, в 2007году – 5 операций, в 2008 году – 12 операций, в 2009 году – 3 операции; в 2010 году – 15 операций (Рисунок 6). [18].

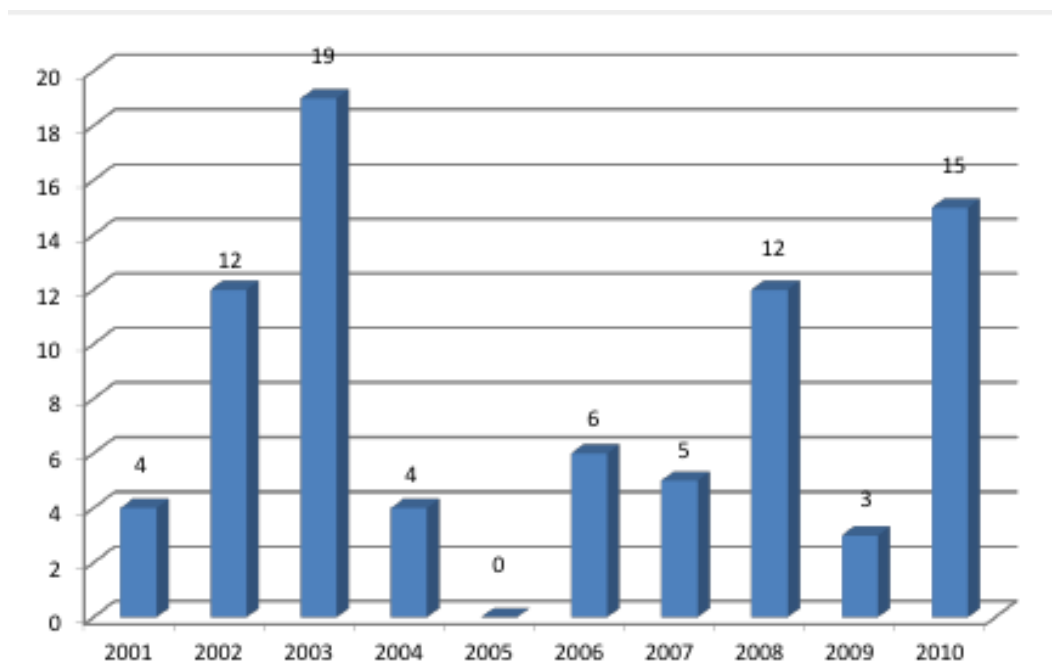


Рисунок 6 – Динамика проведение гидроразрыва пласта на Крапивинском месторождении

Максимальный дебит по нефти после ГРП получен в 2003 году в скв. №357 – 280,2 т/сут (при обводненности 27,5%), наименьший получен в скв. №1002 – 5,6 т/сут (при обводненности 60,1%). Наибольший дебит по нефти при низкой обводненности в скважине №357 объясняется тем, что скважина расположена в чистонефтяной зоне с максимальными нефтенасыщенными толщинами. Наименьший дебит по нефти при высокой обводненности в скважине №1002 объясняется тем, что скважина расположена в водонефтяной зоне, где операция ГРП привела к преждевременной обводненности скважины. [22].

Средний дебит по нефти после проведения операций ГРП на добывающих скважинах в 2001 году составил 127,3 т/сут, в 2002 году – 92,7 т/сут, в 2003 году – 128,6 т/сут, в 2004 году 0 121,4 т/сут, в 2005 году – ГРП не проводилось, в 2006 году – 75,5 т/сут, в 2007 году – 79,7 т/сут, в 2008 году -76 т/сут, в 2009 году – 25 т/сут, в 2010 году – 46,1 т/сут. По двадцати скважинам с замеренным начальным дебитом по нефти до ГРП средний дебит составил 61 т/сут, после ГРП – 104,1 т/сут, т.е. средний прирост дебита по нефти составил 53,1 т/сут, а кратность увеличения дебита составила 1,3 раз. Обводненность скважин после

проведения операций ГРП в целом увеличилась незначительно. Средняя обводненность по месторождению достигла на конец 2010 года – 81,2%. [37].

Дополнительная годовая добыча нефти за счет ГРП в 2001 году составила 105,2 тыс. т., в 2002 году – 123,3 тыс.т., в 2003 году – 580,2 тыс.т., в 2004 году – 689,7 тыс.т., в 2005 году – 477,1 тыс.т., в 2006 году – 453,2 тыс.т., в 2007 году – 398,6 тыс.т., в 2008 году – 912,2 тыс.т., в 2009 году – 125,6 тыс.т., в 2010 году – 960,5 тыс.т. Дополнительная накопленная добыча нефти за счет ГРП в 2001 году составила 105,2 тыс.т., в 2002 году – 228,5 тыс. т., в 2003 году – 808,9 тыс. т., в 2004 году – 1498,4 тыс. т., в 2005 году – 1975,4 тыс. т., в 2006 году – 2428,6 тыс.т. в 2007 году – 2827,2 тыс.т., в 2008 году – 3739,6 тыс.т., в 2009 году – 3865,2 тыс.т., в 2010 году – 4825,7 тыс.т. (Таблица 9). Высокий вклад операций ГРП в годовую и накопленную добычу нефти говорит о высокой эффективности этого способа повышения продуктивности добывающих скважин.

Таблица 9 – Эффективность применения гидроразрыва пласта на Крапивинском месторождении

Показатели	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Число проведенных ГРП	0	6	5	12	3	15
Дополнительная добыча нефти за счет ГРП, тыс. т	477	453,2	398,6	912,4	125,6	960
Накопленная добыча нефти за счет ГРП, тыс. т	1975	2428	2827	3739	3865	4825

Анализ эффективности показывает увеличение дебитов по нефти после ГРП в 1,9 раз, что подтверждает высокую эффективность этого способа повышения продуктивности добывающих скважин. Эффективность этого метода видна на графике, где представлен анализ среднесуточных дебитов до и после проведения ГРП на примере 15 скважин (Рисунок 7). [13].

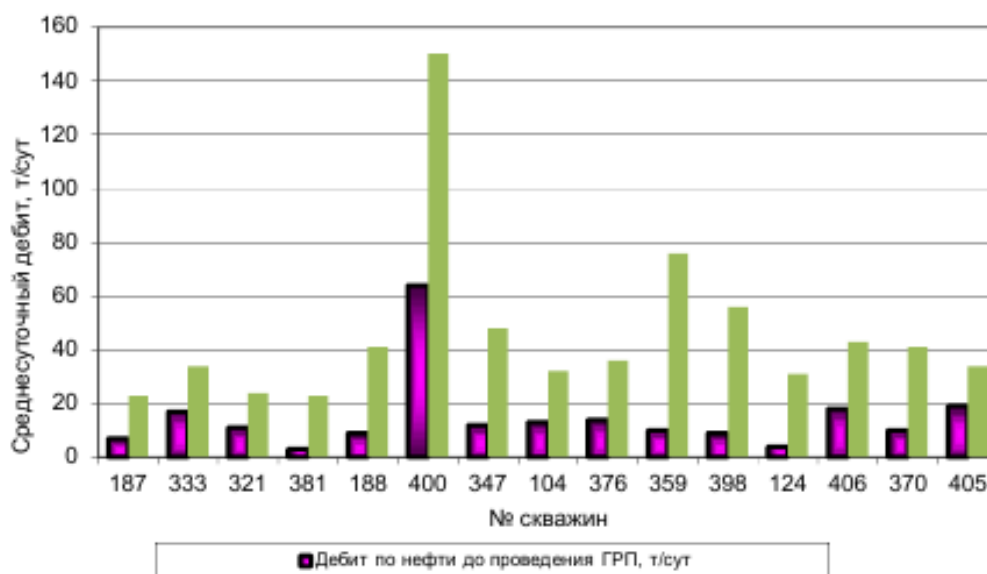


Рисунок 7 – Анализ эффективности дебитов нефти после проведения ГРП

Эффективность широкомасштабного внедрения ГРП возможна лишь при правильном научно обоснованном подходе, увязки ГРП с системой разработки (плотностью сетки скважин, балансом отбора и закачки, режимами работы добывающих и нагнетательных скважин и другими немаловажными параметрами), а также с использованием физико-химических методов регулирования ГРП (выравниванием профилей приемистости и притока скважин, ограничением притока воды и др.). [17].

2.9 Методы заводнения

Геолого-физические характеристики продуктивного пласта Ю₁³ Крапивинского месторождения являются в основном типичными для юрских отложений, для которых активность законтурной воды недостаточна для интенсивной разработки месторождения без поддержания пластового давления, что под-

тверждено опытом пробной эксплуатации трех кустов скважин наиболее продуктивной северной залежи. Для остальных менее продуктивных залежей реализация системы ППД еще более необходима. [16].

В качестве основной технологии воздействия на нефтяные пласты на Крапивинском месторождении предполагается использовать традиционный метод заводнения, технология которого для юрских коллекторов Западной Сибири достаточно отработана и широко используется. Лабораторные исследования, выполненные на керновом материале пластов Ю₁² и Ю₁³ Крапивинского месторождения, показывают, что эта технология обеспечивает коэффициент вытеснения – 0,559, что является сравнительно высоким значением для юрских коллекторов. [12].

Из известных систем заводнения (приконтурной, блоковой и площадной) за основу принята площадная из-за ее главного преимущества – возможности реализовать наиболее высокий темп разработки. Однако при формировании расчетных вариантов разработки и схем размещения скважин использовано сочетание элементов всех перечисленных систем.

В качестве основного вытесняющего агента предполагается использовать сеноманскую и подтоварную воду. В лаборатории физики пласта ТомскНИПИнефть на образцах керна Крапивинского месторождения проведены опыты по определению фильтрационных характеристик образцов при прокачке через них сеноманской и пластовой воды. Результаты опытов показывают, что фильтрация сеноманской и смеси сеноманской воды с пластовой не ухудшают проницаемости образцов, взаимодействие сеноманской воды с пластовой водой и породой не вызывает осложнений. [18].

Сеноманскую и подтоварную воду необходимо очищать в отстойниках (РВС) с патронными фильтрами. Для очистки от остаточных нефтепродуктов и механических примесей рекомендуются методы безреагентного подщелачивания, использование флокулянтов и различных реагентов, установка аппаратов для глубокой очистки сточных вод (АОСВ) непосредственно перед БКНС. При снижении приемистости нагнетательных скважин на 20 % производить их

очистку – самоизливом, промывкой на емкость с последующей откачкой отстоявшейся воды в нефтесборную сеть или водовод и вывозом твердых осадков в шламонакопитель, кислотной обработкой ПЗП.

Результаты пробной эксплуатации северной залежи месторождения выявили высокие потенциальные возможности при высоких депрессиях на пласт механизированного способа эксплуатации. Низкое давление насыщения (3.8 МПа) и низкое газосодержание ($27.8 \text{ м}^3/\text{т}$) позволяют прогнозировать устойчивую работу насосного оборудования при низких забойных давлениях на добывающих скважинах вплоть до давления насыщения. Низкие забойные давления в сочетании со 100% компенсацией отбора закачкой позволят максимальным образом использовать потенциал каждой добывающей скважины. [17].

Результаты перевода скважин на режим максимальных депрессий для одного из наиболее крупных месторождений Васюганского нефтедобывающего района (Первомайского) с близкими геолого-физическими характеристиками и механизированным способом добычи показывают, что увеличение среднего динамического уровня от 920 до 1580 м (а глубины спуска насосов от 1574 до 2245 м) позволило увеличить дебит добывающих скважин в среднем в 1.8 раз и довести долю годовой добычи нефти по месторождению в 2000 году за счет увеличения депрессии до 21.6%.

Гидродинамическое моделирование для коллекторов юрских и меловых отложений показывает, что увеличение депрессии на пласт позволяет прежде всего увеличить темп отбора, текущий и конечный КИН. Расчетами доказана принципиальная возможность практически полного осушения колонны, при этом доказано, что основные показатели разработки инвариантны относительно темпа вытеснения, а ограничение на величину забойного давления в добывающей скважине связано лишь с техническим состоянием колонны и насосного оборудования. [26].

Среди методов повышения интенсивности разработки и коэффициента нефтеизвлечения для месторождений с юрскими коллекторами наиболее эффективным оказался гидроразрыв пласта. Для месторождений Западной Сибири

полномасштабный эффект от ГРП получен на Фаинском месторождении, где за счет проведения 273 операций ГРП (более 70% фонда добывающих скважин) дополнительная годовая добыча нефти в последние годы превышает 50%.

Высокая технологическая эффективность позволяет рекомендовать ГРП как элемент вторичного вскрытия пласта для интенсификации разработки практически на каждой добывающей скважине, геологические условия которой позволяют провести эту операцию. [34].

Не менее эффективным, но более сложным из-за трудностей проводки и эксплуатации, является горизонтальное бурение. Применение горизонтальных скважин (ГС) во всем мире является одним из эффективных методов интенсификации разработки и увеличения конечной нефтеотдачи пласта. По мировым данным, собранным специалистами АО "Татнефть", для месторождений с нетрещиноватыми коллекторами (к которым относится большинство месторождений Томской области) производительность горизонтальной скважины по отношению к вертикальной увеличивается в 2 - 8 раз. Однако анализ накопленного опыта эксплуатации горизонтальных скважин в России (в том числе в АО "Томскнефть") показывает, что эффект от таких скважин проявляется в 70 %, а без учета скважин с кратковременным эффектом - в 50 %. Одной из причин низкой эффективности эксплуатации горизонтальных скважин является отсутствие системы их размещения. Горизонтальные скважины бурятся в ранее сформированной системе вертикальных скважин как уплотняющие или вспомогательные скважины для выработки недренируемых зон неоднородных коллекторов. Поэтому эффект от ГС наблюдается лишь в начальный период, когда скважина отбирает упругие запасы пласта. Далее, после падения пластовой энергии, без эффективной системы поддержания пластового давления продуктивность горизонтальной скважины падает и практически равняется продуктивности вертикальной скважины. Анализ работы горизонтальных скважин, пробуренных на Советском и Вахском месторождениях, показывает, что средняя кратность увеличения дебита горизонтальных скважин по нефти по сравнению с вертикальными составляет 3.6 (возрастает от 7.2 до 26.0 т/сут). [48].

Гидродинамические расчеты показывают, что разработка месторождений с помощью систем горизонтальных скважин, в которых наряду с горизонтальными добывающими присутствуют горизонтальные нагнетательные скважины, существенно усиливает эффект от горизонтального бурения. Однако отсутствие практических результатов, подтверждающих эффективность таких систем вытеснения, наряду с высокой эффективностью массового практического применения двух технологий интенсификации разработки (ГРП и увеличение депрессии), позволяющих кратно увеличить дебиты наклонно-направленных скважин, заставляют принять последние технологии в качестве основных при реализации метода заводнения. [46].

2.10 Физико-химические методы воздействия

Опыт применения методов физико-химического воздействия на основе заводнения пластов с использованием растворов ПАВ, щелочей, кислот, а также потокоотклоняющих технологий при заводнении на Крапивинском месторождении отсутствует. В связи с этим проведен анализ опыта применения физико-химических МУН на месторождениях с характеристиками, близкими к коллекторам Крапивинского месторождения. Окончательное определение наиболее эффективных технологий воздействия и выбор конкретных скважин для их реализации целесообразно будет уточнить в последующих проектных документах или по мере полного разбуривания месторождения и анализа фактических промысловых данных. [43].

Из физико-химических МУН (заводнение с потокоотклоняющими технологиями) на высокотемпературных, низкопроницаемых продуктивных пластах группы Ю месторождений ОАО «Юганскнефтегаз» в настоящее время применяется только потокоотклоняющая технология на основе термогелеобразующей композиции Галка для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, изоляции прорыва закачиваемой воды и перераспределения фильтрационных потоков.

Работы по испытанию технологии были проведены в основном на продуктивном пласте ЮС₁ Средне-Асомкинской и Асомкинской площадей Фаинского месторождения, а также Восточно-Сургутского и Южно-Сургутского месторождений. Поскольку Крапивинское месторождение близко по ФЕС Фаинскому, а также учитывая тот факт, что на Крапивинском месторождении планируется проведение ГРП на большинстве скважин, то можно предположить, что разработка этих объектов будет осуществляться в близких условиях, и для выбора технологий воздействия и определения прогнозных показателей эффективности можно воспользоваться опытом применения потокоотклоняющих технологий и других физико-химических МУН на Фаинском месторождении. Широко используемой наряду с технологией Галка является технология применения комплексных обработок призабойной зоны пласта (КОПЗП) нагнетательных скважин с целью восстановления и увеличения приемистости. [42].

За период с 1997-2000 г. г. композицией Галка на вышеперечисленных месторождениях было обработано 59 очаговых нагнетательных скважин. Дополнительная добыча нефти по данным составила более 400 тыс. т или в среднем около 5.9 тыс. т на 1 скважино-операцию (обработанную скважину), что позволяет рекомендовать данную технологию для применения на пластах Крапивинского месторождения. По технологии КОПЗП на Фаинском месторождении также получены высокие технологические показатели: в результате проведения 23 скважино-операций дополнительно добыто 52 тыс. т нефти (или 2.2 тыс. т на скважино-операцию). Наилучшие результаты при этом достигнуты при относительно невысокой обводненности добывающих скважин и проведении КОПЗП при переводе добывающих скважин под закачку, а также при одновременном проведении обработки с гидроразрывом на реагирующих скважинах, что соответственно может быть рекомендовано для Крапивинского месторождения. Учитывая то, что в основном варианте разработки Крапивинского месторождения предусмотрены повышенные темпы отбора жидкости, применение КОПЗП совместно с интенсификацией может существенно повысить эффективность технологии ИДН и снизить потери нефти за счет интерференции.

Дополнительным доказательством эффективности применения КОПЗП являются прямые замеры приемистости скважин после проведения обработок, которые показали, что применение технологии позволяет в среднем увеличить ее на 30-50%.[37].

Однако, учитывая отсутствие фактических данных по адаптации технологии для условий Крапивинского месторождения, следует принять удельные показатели с «коэффициентом риска».

Кроме того, при проведении ГРП существует проблема глушения скважин при проведении капитального ремонта, связанная с поглощением значительных объемов жидкости глушения. Для предотвращения ухудшения коллекторских свойств ПЗП предлагается работы по глушению скважин производить с применением полимерного состава «Шанс» в качестве буферной жидкости, которая будет устанавливаться напротив интервала перфорации и предотвращать поглощение солевого раствора. В 2000 г. по технологии глушения составом «Шанс» на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК были проведены 48 скважино-операций на Вахском и Западно-Полуденном месторождениях. В результате обработок показана высокая эффективность как по снижению кольматации ПЗП, так и по сокращению времени вывода скважин на режим. [34].

В качестве объекта-аналога Крапивинского месторождения, наряду с перечисленными выше, можно рассматривать также пласт $Ю_1^1$ Вахского месторождения, имеющий в кровельной части маломощный низкопродуктивный пропласток $Ю_1^{1a}$, который по большей части залежи вырабатывается крайне низкими темпами (при этом выработка нижележащей части продуктивного пласта осуществляется достаточно эффективно). По коллекторским свойствам этот пропласток близок пласту $Ю_1^2$ Крапивинского месторождения, а следовательно справедливо будет предположить близость характера их выработки (в условиях проведения большого количества ГРП на добывающих скважинах обоих объектов). В связи с этим справедливо будет рассмотреть возможность тестирования отдельных технологий на Вахском месторождении и принять окончательное

решение об их применимости и прогнозных показателях эффективности на Крапивинском месторождении. [2].

2.11 Обоснование технологий воздействия на пласт и призабойную зону

Технологии воздействия на пласт. Результаты ранее проведенных работ по применению методов увеличения нефтеотдачи (МУН и интенсификации добычи нефти на месторождениях Западной Сибири (Тюменской и Томской областей) позволили выделить граничные параметры эффективного применения МУН. Технологическая эффективность МУН в основном определяется особенностями геологического строения продуктивных пластов и состоянием их разработки.

На Крапивинском месторождении промышленная нефтеносность связана с терригенными отложениями регионально продуктивного горизонта $Ю_1$ – пластами $Ю_1^2$ и $Ю_1^3$, разделяющимися по всей площади непроницаемыми углесто - глинистыми отложениями пласта $Ю_1$ толщиной от 4 до 10 м. В пласте $Ю_1^3$ выделено три ритмопачки $Ю_1^{3a}$, $Ю_1^{3б}$, $Ю_1^{3в}$ с различными ФЕС при различном площадном распространении.

Пласты $Ю_1^2$ и $Ю_1^3$ рассматриваются в качестве объектов для применения МУН и интенсификации добычи нефти и характеризуются:

низкими средними значениями проницаемости пород-коллекторов (пласт $Ю_1^2$ - 0.0042 мкм², пласт $Ю_1^3$ - 0.03 мкм²);

низкими средними значениями эффективных толщин (пласт $Ю_1^2$ - 2.5 м, пласт $Ю_1^3$ - 6.3 м);

повышенной пластовой температурой (интервал изменения 91 - 100⁰С при среднем значении 94⁰ С).

Эти особенности продуктивных пластов являются определяющими факторами при выборе методов и технологий по Томской области и позволили выделить граничные параметры эффективного применения МУН в условиях про-

дуктивных пластов. Технологическая эффективность МУН в основном определяется особенностями геолого-физического строения продуктивных пластов и состоянием их разработки. [21].

На Крапивинском месторождении промышленная нефтеносность связана стерригенными отложениями регионально продуктивного горизонта Ю₁ воздействия. Для условий продуктивных пластов Ю₁² и Ю₁³ рассмотрена возможность применения следующих методов увеличения нефтеотдачи (технологий): физико-химических (закачка при заводнении растворов ПАВ, щелочи, направленных на увеличение отмывающих свойств закачиваемых реагентов и применение потокоотклоняющих технологий направленных на повышение охвата пласта при заводнении); газовых (закачка газа высокого давления, водогазовое воздействие); тепловых (внутрипластовое горение) с учетом реальной возможности обеспечения их необходимыми химическими реагентами и оборудованием на разрабатываемом месторождении.

Хронология применения описанных выше методов повышения нефтеотдачи определяется (наряду с геологическими особенностями) динамикой показателей разработки. Ниже будет показано, что из физико-химических методов воздействия основными можно считать комплексные ОПЗ нагнетательных скважин и применение потокоотклоняющих технологий на основе композиции «Галка».

Характерной особенностью разработки на начальной стадии эксплуатации месторождения являются высокие темпы отбора (в результате массового проведения ГРП), для поддержания которых требуется соответствующие мероприятия по обеспечению компенсации отборов закачкой. Опыт разработки месторождений с близкими ФЕС и высоким охватом добывающего фонда ГРП говорит о том, что в ряде случаев работа нагнетательных скважин осложняется снижением в течение времени коллекторских свойств призабойной зоны в результате осаждения мех. примесей и образования в ПЗП асфальто-смолистых и парафинистых отложений (АСПО), вследствие чего приемистость нагнетательных скважин существенно снижается. Одним из эффективных способов борьбы

с данным осложнением работы скважин является проведение КОПЗП. Как было отмечено выше, по объектам с близкими ФЕС наилучшие показатели применения технологии получены на начальной стадии разработки. Максимальную частоту воздействия при этом можно считать равной средней продолжительности эффекта от обработок – около 6 месяцев, а наибольшую эффективность следует ожидать при обводненности продукции реагирующих скважин до 50%. Таким образом, основной объем работ по данной технологии следует запланировать на первые 3-8 лет эксплуатации месторождения (первая и вторая стадии разработки). [41].

Учитывая существенную неоднородность по проницаемости объектов разработки (а именно, относительно высокое значение проницаемости пласта $Ю_1^{3A}$ и низкое – по другим пластам), справедливо будет предположить неравномерность выработки запасов по разрезу. Принимая во внимание достаточно низкую плотность сетки скважин, в процессе разработки возможно также проявление неравномерности выработки по площади. В таких условиях высокую актуальность приобретает применение потокоотклоняющих технологий. По совокупности критериев применимости МУН наиболее пригодна для реализации потокоотклоняющая технология Галка. Таким образом, при переходе к завершающим стадиям разработки (по мере выработки пласта $Ю_1^{3A}$) необходимо предусмотреть проведение обработок нагнетательных скважин по данной технологии. При этом применение потокоотклоняющих технологий позволит перераспределить основные фильтрационные потоки с пласта $Ю_1^{3A}$ на пласты с худшими ФЕС (в первую очередь – пласт $Ю_1^{3B}$) и повысить темпы их выработки.

Оптимальную периодичность воздействия можно так же, как и в случае применения технологии КОПЗП, определить из статистических данных по продолжительности технологического эффекта на близких по свойствам объектах разработки. Следовательно, основной объем работ по данной технологии можно запланировать, начиная с 5-8 года разработки с периодичностью обработок – 1 раз в 1-1,5 года.

При выборе методов воздействия на пласт необходимо максимально учитывать соответствие критериев применимости геолого-физическим параметрам залежи. [16].

3 Совершенствование системы использования фонда скважин, оборудованных установками электро-центробежных насосов

3.1 Рекомендации по стабилизации электроснабжения установок УЭЦН

Проведенный анализ внутрисуточных простоев (остановок) установок УЭЦН показал значительное количество остановок по причине отсутствия стабильного электроснабжения питания УЭЦН. С чем связана часть отказов установок УЭЦН ввиду заклинивания валов ЭЦН при оседании содержащегося в пластовой продукции проппанта и пластового песка.

Первостепенной задачей по стабилизации питающего электроснабжения является решение вопроса по поводу энергоснабжения буровых станков от передвижных дизельных генераторных установок соответствующей мощности. Что создаст возможности для бесперебойного энергоснабжения УЭЦН, отсутствию внутрисуточных простоев установок и будет напрямую способствовать увеличению межремонтного периода работы установок УЭЦН.

3.2 Рекомендации по применению фильтров для удержания проппанта и пластового песка в призабойной зоне скважин

Применяемые при ГРП для скрепления проппанта химреагенты (проппет) в большинстве случаев не дают желаемого результата. В результате чего с началом добычи скважинной жидкости из призабойной зоны начинается активный вынос проппанта, заполнение им зумпфа и засорение исполнительных механизмов ЭЦН, их активный износ, заклинивание валов ЭЦН. После смены УЭЦН и очистки забоя скважины засорение второго УЭЦН в большинстве случаев продолжается так же интенсивно, как и первого.

Можно сделать вывод о том, что используемые технологии по скреплению проппанта компанией «Шлюмберже» не удовлетворяют необходимым требованиям по дальнейшей эксплуатации скважин. Полученное при ГРП сни-

жение скин-эффекта возвращается к исходным значениям в процессе ведения добычи нефти, за счет выноса проппанта из призабойной зоны и закрытия трещин в породе пласта.

Предложения:

- после проведения ГРП и очистки забоя скважины от проппанта провести скреперование зоны перфорации, а также участков выше и ниже его;
- на участок перфорации установить фильтр для предотвращения выноса проппанта из призабойной зоны пласта в скважину.

Преимущества данного метода:

- Данный фильтр удерживает проппант в продуктивном пласте.
- Достигнутое при ГРП снижение значения скин-эффекта на долгое время будет сохраняться на уровне, приемлемом для активного ведения отбора пластовой жидкости.

1. За счет большей в несколько десятков раз площади фильтрации (в фильтре) чем площадь всех отверстий перфорации в эксплуатационной колонне не будет создаваться дополнительного препятствия для течения жидкости в скважину.

2. Не будет происходить засорение комплектующих частей ЭЦН проппантом, чем будет достигнуто:

а) увеличение межремонтного периода работы УЭЦН (меньше ремонтов - больше добытой нефти);

б) отсутствие снижения производительности насосом (из-за засорения) ЭЦН.

3. В случае необходимости есть возможность подъема его из скважины.

4. В отличие от предлагаемых вариантов по заполнению зумпфа и перекрытию зоны перфорации веществами, способными удерживать проппант в пласте и порах данных веществ данный вариант решения проблемы не будет создавать дополнительного препятствия для течения жидкости (скин-эффекта),

т. к. поверхность фильтрации обладает хорошей скважностью (проницаемостью).

В варианте перекрытия зоны перфорации веществами для удержания проппанта скин эффект образуется ввиду фильтрации в конечном счете через площадь, равную внутреннему диаметру эксплуатационной колонны и наличии проницаемости не превышающей проницаемости проппанта. Чем сразу уступает по проницаемости и полученному коэффициенту продуктивности скважины. К тому же с постоянным уменьшением проницаемости ввиду ее засорения мех. примесями, содержащимися в пластовой жидкости, а значит снижением коэффициента продуктивности скважины и непременно в процессе эксплуатации у такой скважины появится необходимость в проведении работ по улучшению притока из пласта.

Применение устройств данной конструкции позволит значительно снизить вынос проппанта и пластового песка, что создаст реальные возможности для увеличения межремонтного периода работы скважин оборудованных УЭЦН после проведения ГРП и на долгое время сохранить достигнутое значение снижения скин-эффекта. Что создаст условия для хорошего и долгое время не уменьшающегося притока пластовой продукции в скважину.

3.3 Рекомендации по применению вставных шламоуловителей с большим объемом кармана для осадконакопления проппанта и мех. примесей

Применяемые в настоящее время шламоуловители для удержания проппанта и мех. примесей для недопущения их попадания во взвешенном состоянии в верхние секции ЭЦН (это приводит к заклиниванию валов насоса) при вынужденных остановках УЭЦН имеют очень маленький объем кармана. Вставные шламоуловители имеют длину кармана 0,6 м. и объем его отсюда равен $0,000785\text{ м}^3$.

Приняты на рассмотрение и изготовление пробной партии шламоуловителей в целую длину НКТ 48мм., т.е. длиной 9 метров. Тогда объем кармана шламоуловителя увеличивается до 0,01176 м³, что в 15 раз больше применяемых в настоящее время. Соответственно увеличивается возможность для увеличения межремонтного периода работы УЭЦН после ГРП.

3.4 Рекомендации по применению вставных труб 146мм для эксплуатационных колонн скважин 168 и 194мм.

В связи с имеющейся необходимостью эксплуатации погружных электродвигателей диаметром 117мм. в эксплуатационных колоннах скважин диаметром 168 и 194 мм. Для достижения достаточного охлаждения ПЭД и недопущения преждевременных отказов УЭЦН по причине их перегрева предлагаю на предполагаемый участок установки УЭЦН (в частности ПЭД) устанавливать фрагмент эксплуатационной колонны 146 мм. с фиксацией его на стенках эксплуатационной колонны посредством пакерования. И последующим спуском в установленную НКТ 146мм погружного электродвигателя. Тем самым мы уменьшим площадь кольцевого пространства между погружным электродвигателем и внутренним диаметром эксплуатационной колонны и увеличим скорость охлаждающей жидкости, протекающей вокруг ПЭД. Это создаст реальные возможности для эксплуатации погружных электродвигателей в скважинах с малым коэффициентом продуктивности при диаметрах эксплуатационных колонн 168 и 194 мм. без перегрева двигателей.

Для чего необходимо первоначально провести скреперование (очистку стенок колонны) и спуск 1 обсадной НКТ ГОСТ 632-80. Наличие в настоящее время различных серий двигателей позволяет провести подбор комплекта двигателя с гидрозащитой общей длиной не более длины 1 НКТ 146 мм. В нижней части посредством переводника соединяем НКТ 146 мм. с механическим пакером. Для данного вида работ необходим механический пакер установка которого осуществляется посредством манипуляций с колонной технологического

НКТ (на котором производится спуск оборудования). Герметизация на стенках эксплуатационной колонны пакерующих манжет будет сохраняться за счет веса спущенной НКТ 146мм. И еще одно условие для пакера – максимально возможное проходное отверстие в пакере.

При этом существует некоторое различие в комплектовании колонны НКТ 146мм для спуска в 168 и 194 колонны.

Разница заключается в том, что в 168 колонну невозможно спустить НКТ 146мм в комплекте с соединительной муфтой, т. к. внешний диаметр ее муфты равен 166мм. Резьбовое соединение данной НКТ как с переводником на пакер, так и с переводником для крепления к технологической НКТ должно быть выполнено внутренним на концах НКТ 146мм.

Для спуска в эксплуатационную колонну 194мм можно использовать НКТ 146мм в комплекте с соединительной муфтой, при этом представляется возможность для спуска 2 и более штук НКТ 146мм. Что создаст возможность максимально комфортному расположению УЭЦН для последующей его работы. При этом для более удачного попадания компенсатора и двигателя в НКТ 146мм ввиду разницы диаметров необходимо верхнюю резьбу НКТ укомплектовать ловильной головкой. Внешний диаметр которой близок к внутреннему диаметру эксплуатационной колонны.

Для спуска и подъема вставной НКТ 146мм предлагаю использовать рассоединительно – подсоединительную верхнюю резьбу НКТ для переводника в которую вворачивается и выворачивается присоединительный переводник накрученный на технологическую НКТ.

3.5 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

3.5.1 Влияние газа

При повышенном содержании свободного газа на приеме ЭЦН происходит срыв подачи насоса. Для снижения вредного влияния газа на параметры работы ЭЦН предлагается обязательное применение газосепараторов при погружении насоса под динамический уровень менее чем на 500 м.

Отрицательное влияние газа на работу штанговых насосов заключается в том, что газ, заполняя часть объема цилиндра, уменьшает его наполнение жидкостью. Коэффициент наполнения тем больше, чем меньше объем вредного пространства и чем больше длина хода плунжера. Это значит, что для борьбы с влиянием газа необходимо:

- уменьшить объем вредного пространства, что достигается установкой нагнетательного клапана в нижней части плунжера;
- увеличить длину хода плунжера;
- увеличить глубину погружения насоса под динамический уровень, при этом увеличится давление на приеме насоса и уменьшится объем поступающего газа;
- установить на приеме насоса газовый якорь для частичного отвода газа в межтрубное пространство.

3.5.2 Коррозионный износ

С ростом обводненности в последующие годы эксплуатации данный вид осложнения может приобрести решающее значение.

Пластовая минерализованная вода является коррозионно - активной жидкостью. Минерализованная вода и газ, содержащийся в продукции под давлением столба жидкости, могут проникать в полость электродвигателя и под слой изоляции кабеля. Кроме коррозии узлов установки, находящейся в контак-

те с добываемой жидкостью, минерализованная вода является хорошим проводником электрического тока. Все это является причинами снижения изоляции электрической части, приводящими к полному или частичному выходу из строя отдельных узлов установки.

К факторам, отрицательно влияющим на работу оборудования ЭЦН, относится и возможное солеобразование. Кристаллы солей, отлагающиеся на рабочих органах насоса, вызывают заклинивание рабочих колес, слом вала или сгорание электродвигателя установки. Одной из причин солеобразования может явиться смешение технологических и пластовых вод различной минерализации.

Кроме солей на работу насоса значительное влияние оказывает наличие в откачиваемой жидкости песка, мелкодисперсных и коллоидных глинистых фракций, загрязнивших призабойную зону при бурении. Абразивный износ глубинного оборудования ускоряет процесс коррозии.

С целью устранения вредного влияния газа и песка на работу ШГН необходимо применять защитные газовые и песочные якоря.

Для защиты нефтепромыслового оборудования, насосов от солеотложений рекомендуется ингибитор СНПХ-5301.М (г. Казань), созданный на основе отечественного сырья, эффективно предотвращающий образование солей кальция, бария при концентрациях 10 - 35 г на тонну обрабатываемой воды. Реагент не горюч, взрывобезопасен, хорошо совмещается с минерализованными водами, закачивается в затрубное пространство скважины.

3.5.3 Кривизна ствола скважины

С целью выявления «опасных участков» при спуске (подъеме) насосов, выбора оптимальных габаритов УЭЦН предлагается использовать прикладную программу “Трасса”, разработанная ТомскНИПИнефть.

Как показала практика ведения работ на месторождениях ОАО «Томскнефть»ВНК, в скважинах с кривизной ствола более 1,5° на 10 метров при спус-

ко-подъемных операциях длинномерных насосов наблюдаются осложнения - остановки, поломки, затяжки. При эксплуатации штанговых насосов, в таких скважинах отмечается наибольшее число аварий, связанных с обрывом штанг, протираaniem НКТ.

Разработанная ТомскНИПИнефть программа “Трасса” помогает определить места расстановки штанг с центраторами и возможные интервалы прихвата во время спуско-подъемных операций.

4 Социальная ответственность ОАО «Томскнефть» ВНК

Проведем анализ процесса управления корпоративной социальной ответственности (КСО) ОАО «Томскнефть» ВНК. Под корпоративной социальной ответственностью (КСО) подразумевается финансирование компаниями проектов, программ и других мероприятий, которые не приносят компании доход и не связаны со сферой ее деятельности, а имеют целью улучшение жизни людей и рабочих.

Одна из главных задач при оценке эффективности существующих программ КСО – это оценка соответствия программ основным стейкхолдерам компании. Стейкхолдеры – заинтересованные стороны, на которые деятельность организации оказывает как прямое, так и косвенное влияние.

Например, к прямым стейкхолдерам относятся потребители или сотрудники компании, а к косвенному местному населению, экологические организации и т.д. Важным представляется то, что в долгосрочной перспективе для организации важны как прямые, так и косвенные стейкхолдеры.

В рамках КСО чаще всего инвестируются средства в развитие инфраструктуры (медицинское страхование, культура, спортивные объекты и прочее), а также в проведение культурно - массовых мероприятий. В широком смысле КСО также может включать финансирование спортивных мероприятий, конкурсов в сфере музыки, искусства. В результате анализа предложены рекомендации по улучшению управления корпоративно-социальной ответственностью. [5].

4.1 Внутренняя социальная политика предприятия

ОАО «Томскнефть» ВНК определяет в качестве главного приоритета своей деятельности охрану жизни и здоровья работников, а также обеспечение безопасных условий их труда.

ОАО «Томскнефть» ВНК, учитывая в полной мере всю технологическую сложность своей деятельности, делает все, чтобы предотвратить угрозы возникновения производственного травматизма и профессиональных заболеваний работников, а также минимизировать риски. Жизнь и здоровье работников общества по отношению к результату производственной деятельности являются весьма важной частью рабочего процесса. Каждый работник несет личную ответственность за свою собственную безопасность, каждый работник вправе прекратить работы, если они проводятся с нарушением технологического процесса и при несоответствии требованиям безопасного ведения данного вида работ. Приоритетным направлением для обеспечения безопасности труда является вовлечение всех работников в деятельность по снижению производственного травматизма и профессиональных заболеваний.

ОАО «Томскнефть» соблюдает и выполняет требования законодательства Российской Федерации, международных договоров Российской Федерации, стандартов в области охраны труда. Также компания принимает меры по постоянному улучшению и совершенствованию своей деятельности в области охраны и условий труда. [2].

Коллективный договор

ОАО «Томскнефть» ВНК регулярно заключает коллективный договор, который в свою очередь, обеспечивает работников: достойной и конкурентоспособной заработной платой, льготами и гарантиями работников, работающих в местностях, приравненных к районам крайнего севера, а также членам их семей (северная надбавка, льготный проезд к месту отдыха и обратно и др.); материальную помощь; выплаты по случаю юбилейной даты рождения; предоставление оздоровительных путевок в санатории (базы отдыха) в пределах России, а также детских путевок в санатории; предоставление абонементов в спортивно-оздоровительные комплексы и другое. ОАО «Томскнефть» ВНК ежегодно принимает участие в конкурсе «Российская организация высокой социальной эффективности», занимая призовые места. На предприятии проводятся конкурсы производственного мастерства. В 2013 году ОАО «Томскнефть» ВНК

внесено в реестр работодателей, гарантированно соблюдающих трудовые права работников, и получило сертификат доверия работодателю.

Что касается программы добровольного медицинского страхования работников, то она включает в себя медицинское обслуживание (прохождение периодических осмотров и полный комплекс медицинских услуг в отдельном мед. учреждении), стоматологическую помощь (протезирование зубов), организацию экстренных и плановых госпитализаций (в том числе и с отдаленных опасных производственных объектов).

Работники общества и члены их семей обеспечиваются санаторно-курортными путевками на льготных условиях один раз в два года. Санаторно-курортное лечение и оздоровление работников и членов их семей рассматриваются в качестве эффективного направления профилактики заболеваемости и сохранения профессионального долголетия нефтяников.

Для работников сформирована и действует страховая защита на случай смерти, полной или частичной утраты трудоспособности в результате несчастного случая на производстве.

В ОАО «Томскнефть» ВНК большое внимание уделяется здоровому образу жизни сотрудников, развитию физической культуры и спорта. ОАО «Томскнефть» организывает и финансирует мероприятия, направленные на формирование и развитие корпоративной культуры общества.

Мероприятия, направленные на формирование и развитие корпоративной культуры общества:

- поздравление работников в день рождения, при заключении брака, рождении детей, юбилей работника и т.д.;
- поздравление работников с новым годом, 8 марта, 23 февраля, ветеранов великой отечественной войны и участников военных действий и тружеников тыла, днем нефтяника, юбилей общества;
- организация профессионального праздника «День работников нефтяной и газовой промышленности», а также «Дня города»;
- новогодние праздничные торжества, подарки для детей работников;

- компенсация работникам затрат на общефизическую подготовку (выдача абонементов СОК «Нефтяник» на плавание, фитнес, футбол, баскетбол, тренажерный зал, настольный теннис один раз в два месяца, а при необходимости ежемесячно);

- проведение летних и зимних спартакиад.

Система развития персонала в организации, таким образом, ставит стратегические задачи. Основными направлениями развития которой являются:

- работа с молодыми специалистами (организация экскурсий на производственные объекты, проведение тренингов, семинаров, молодежных слётов и др.);

- формирование кадрового резерва (включает пять этапов подготовки руководителей: первый – работа со студентами; второй – работа с молодыми специалистами, третий – работа с линейными руководителями низшего звена; четвертый – работа с руководителями среднего звена; пятый – работа с руководителями высшего звена управления);

- техническое и экономическое обучение. Создание комплексной непрерывной системы обучения, охватывающей все категории персонала и все уровни управления (подготовка по новой должности (профессии) со стажировкой и обучением на рабочем месте; обучение безопасным методам производства работ и стажировка; проверка знаний: правил промышленной безопасности, правил техники безопасности и инструкций по охране труда; инструктажи по технике безопасности (ТБ) и правилам безопасности (ПБ) и др.); [15].

- переподготовка и повышение квалификации;

- профессиональная и социально-психологическая адаптация новых сотрудников.

Работа с персоналом организуется и проводится по утвержденным техническим руководителем предприятия планам.

Планы содержат работы по следующим направлениям:

- обучение новых рабочих;
- переподготовка и обучение рабочих вторым и смежным профессиям;
- повышение квалификации;
- организация работы технических библиотек технических кабинетов, кабинетов по ТБ и ПБ, полигонов, центров и пунктов тренажерной подготовки;
- выполнение мероприятий по оснащению учебно-материальной базы;
- предэкзаменационная подготовка руководителей и специалистов;
- проверка знаний;
- проведение соревнований по профессиональному мастерству;
- проведение научно-технических конференций и др.

Компания активно работает с вузами и средними специальными учебными заведениями с целью обеспечить свои предприятия высококвалифицированными кадрами в долгосрочной перспективе, приглашая студентов для прохождения практики, организовывая так называемые «Дни карьеры» на которых происходит презентация компании и т.д. [42].

ОАО «Томскнефть» ВНК выделяет следующие стратегические задачи в области управления персоналом:

- повышение эффективности управления посредством проведения активной политики, развития корпоративной культуры и внедрения современных стандартов в систему управления персоналом общества;
- совершенствование планирования управления персоналом в соответствии со стратегией компании, прежде всего, в вопросах подбора и подготовки руководителей и высококвалифицированных специалистов;
- развитие подходов и совершенствование технологий управления персоналом;
- создание интегрированной системы непрерывного образования, расширение деятельности корпоративных учебных центров;
- совершенствование работы с молодыми сотрудниками и молодежными организациями;

4.2 Внешняя социальная политика ОАО «Томскнефть» ВНК

В конце августа 2016 году в ОАО «Томскнефть» ВНК прошел второй инспекционный аудит интегрированной системы управления в области экологической безопасности, промышленной безопасности и охраны труда, которая определяет соответствие требованиям международных стандартов ISO 14001:2004&OHSAS180001:2007. По заключению экспертов, выстроенная в компании система менеджмента соответствует международным стандартам. [Политика ПАО «НК Роснефть» «В области охраны окружающей среды» № ПЗ-05.02 П-01; Политика ПАО «НК Роснефть» «В области промышленной безопасности и охраны труда» № ПЗ-05.01 П-01].

ОАО «Томскнефть» ВНК несет ответственность за сохранение окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов на своих лицензированных участках. Экологическая безопасность учитывается при принятии любых решений, связанных с производственной деятельностью.

Заметным источником загрязнения окружающей среды служат производственные процессы, связанные с добычей и промысловой подготовкой нефтегазового сырья. Функционирование промыслов сопровождается сбросом нефтепродуктов и неочищенных сточных вод, выбросами в атмосферу таких токсичных веществ, как углеводороды, окись углерода, окиси азота. Нарушения технологического режима, некомплектность промыслового оборудования, работа транспортных средств, сжигание газа и конденсата в факелах – все это, так или иначе, приводит к утечкам и выбросам, вредным для окружающей среды.

ОАО «Томскнефть» ВНК оказывает благотворительную помощь различным общественным учреждениям, а также прочим некоммерческим организациям и населению северных районов за счет средств компании вне зависимости от экономической ситуации в стране. Главным для себя считают поддержку ветеранов, детей сирот и детей из малообеспеченных семей. Им ежегодно выделяются значительные средства. Также ОАО «Томскнефть» ВНК финансирует программы, направленные на улучшение качества жизни людей. [24].

Целями благотворительной деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК являются:

- социальная поддержка и защита граждан, включая улучшение материального положения малообеспеченных, реабилитацию безработных, инвалидов и иных лиц, которые в силу своих физических или другого рода особенностей не способны самостоятельно реализовать свои права и законные интересы;
- оказание помощи пострадавшим в результате экологических, промышленных или иных катастроф;
- содействие деятельности в сфере образования, науки, культуры, искусства, просвещения;
- содействие деятельности в сфере профилактики и охраны здоровья граждан, пропаганды здорового образа жизни, улучшения морально-психологического состояния граждан;
- содействие деятельности в сфере физической культуры и массового спорта;
- охрана окружающей среды.

4.3 Структура программ КСО ОАО «Томскнефть» ВНК

Определение стейкхолдеров ОАО «Томскнефть» ВНК.

Стейкхолдеры – заинтересованные стороны, на которые деятельность организации оказывает как прямое, так и косвенное влияние. Например, к прямым стейкхолдерам относятся потребители или сотрудники компании, а к косвенным – местное население, экологические организации и т.д. Важным представляется то, что в долгосрочной перспективе для организации важны как прямые, так и косвенные стейкхолдеры. По отношению к нефтегазовому комплексу можно выделить следующие группы стейкхолдеров:

Прямые стейкхолдеры – это группы, организации, оказывающие прямое влияние на бизнес. [17].

Косвенные стейкхолдеры – это группы, организации, имеющие посредственное влияние на бизнес.

Таблица 10 – Стейкхолдеры ОАО «Томскнефть» ВНК

Прямые стейкхолдеры	Косвенные стейкхолдеры
Сотрудники	Инвесторы
Потребители	Правительство и регулирующие органы
Деловые партнеры	Конкуренты

Как видно из таблицы 10 у ОАО «Томскнефть» ВНК имеются прямые и косвенные стейкхолдеры.

Основную часть предприятия занимают прямые стейкхолдеры. К косвенным стейкхолдерам же относятся органы управления федерального, местного и регионального уровня. Для предприятия нефтяной промышленности, деятельность которых строго регулируется Правительством РФ и органами власти, влияние косвенных стейкхолдеров значительно.

Выявив стейкхолдеров ОАО «Томскнефть» ВНК, необходимо определить степень их влияния на бизнес и степень их зависимости от результатов деятельности бизнеса. Наиболее удобным методом оценки степени влияния и степени зависимости, в данной ситуации, является экспертная оценка (экспертами являются руководители).

Среди прямых стейкхолдеров самое значительное влияние на исследуемую организацию ОАО «Томскнефть» ВНК (на основании данных экспертного опроса) оказывают «Сотрудники», затем идут «Потребители» и «Деловые партнеры». [23].

Так, группа стейкхолдеров «Сотрудники» характеризуются самым большим интересом к развитию компании, оказывая на нее большое влияние. Необходимость действия для данной группы стейкхолдеров – финансирование в развитие компании.

Группа стейкхолдеров «Деловые партнеры» характеризуются средним

интересом к развитию компании, но при этом оказывают значительное влияние на развитие компании.

Группа стейкхолдеров «Потребители» характеризуются средним интересом к развитию компании, не заинтересованы в оказании влияния на развитие компании.

Среди косвенных стейкхолдеров самое значительное влияние на исследуемую организацию оказывают «Правительство и регулирующие органы», затем идут «Инвесторы», «Конкуренты».

Так, группа стейкхолдеров «Инвесторы», куда входят кредитные организации; менеджеры и аналитики инвестиционных фондов; рейтинговые агентства, характеризуются большим интересом к развитию компании, и оказывают на нее значительное влияние. Необходимость действия для данной группы стейкхолдеров – финансирование в развитие компании.

Группа стейкхолдеров «Поставщики» и «Конкуренты» характеризуются средним интересом к развитию компании, и оказывают незначительное влияние на развитие компании.

Таким образом, к группе «определяющих стейкхолдеров» ОАО «Томскнефть» ВНК отнесем «Сотрудников», «Правительство и регулирующие органы», за ними следуют «Конкуренты»; а «Деловые партнеры», «Потребители» отнесем к группе «зависимые стейкхолдеры». К группе «опасные стейкхолдеры» отнесем «инвесторов».

Следующим этапом анализа эффективности программ корпоративной социальной ответственности (КСО) ОАО «Томскнефть» ВНК является определение структуры программ КСО.

Структура программ КСО составляет портрет компании. Выбор программ, а, следовательно, структура КСО зависит от целей компании и выбора стейкхолдеров, на которых будет направлены программы. [29].

Таблица 11 – Структура программ КСО ОАО «Томскнефть» ВНК

Наименование мероприятия	Элемент	Стейкхолдеры	Сроки реализации мероприятия	Ожидаемый результат от реализации мероприятия
Гранты на развитие предприятия	Денежные гранты	«Правительство и регулирующие органы»	3 года	Развитие потенциала предприятия, повышение выручки предприятия
Инвестиции, нацеленные на поддержку проекта по развитию промышленной безопасности	Социальные инвестиции	«Инвесторы»	2 года	Создание благоприятных условий труда, промышленной безопасности, исключая риск производственного травматизма
Социальная политика	Социально-ответственное поведение	Сотрудники предприятия	Ежегодно	Жилищно-бытовые услуги мониторинг состояния здоровья; развитие спорта, корпоративной культуры; повышения доверия сотрудников к компании; поддержка пенсионеров и ветеранов; добровольное страхование
Организация работ по охране окружающей среды	Инвестиции в мероприятия по защите окружающей среды		Ежегодно	Обеспечение охраны атмосферного воздуха, водных ресурсов, восстановления почв, контроль состояния природной среды
Проведение поздравительных мероприятий для работников и их детей.	Социальные инвестиции	Сотрудники предприятия и члены их семей	Ежегодно	Сплочение коллектива

Следующим этапом анализа эффективности программ корпоративной социальной ответственности (КСО) ОАО «Томскнефть» ВНК является определение затрат программы КСО (Таблица 12).

Таблица 12 – Определение затрат на мероприятия КСО ОАО «Томскнефть»

Мероприятие	Цена, млрд. руб.	Стоимость реализации на планируемый период, млрд. руб.
Затраты на реализацию корпоративных программ	0,864	0,864
Затраты на природоохранные мероприятия	1,6	1,7
Инвестиции в строительство объектов, улучшающих экологическую обстановку	1,4	1,5
ИТОГО: 3,864		

Каждый год компания ОАО «Томскнефть» ВНК тратит миллиарды рублей на реализацию программ Корпоративной социальной ответственности. Данные по затраченным средствам отображены в таблице 12 и взяты из годового отчета компании за 2016 год.

Из таблицы 12 видно, что всего на программы корпоративной социальной ответственности в компании ОАО «Томскнефть» ВНК затраты составляют 3,864 тыс. рублей. Из них наибольшие затраты на природоохранные мероприятия – 1,6 тыс. рублей. Далее идут затраты на инвестирование, нацеленное на строительство объектов, улучшающих экологическую обстановку – 1,4 тыс. рублей. И наименьшая доля затрат приходится на реализацию корпоративных программ – 0,864 тыс. рублей.

Заключительным этапом анализа эффективности программ корпоративной социальной ответственности (КСО) ОАО «Томскнефть» ВНК является определение эффективности программ и выработка рекомендаций. Для определения эффективности программ корпоративной социальной ответственности

(КСО) ОАО «Томскнефть» ВНК использовали экспертную оценку. Экспертами выступают руководители и сотрудники предприятия.

Все программы корпоративной социальной ответственности предприятий направлены на увеличение уровня жизни населения, безопасности труда и повышения качества жизни сотрудников. На основе проведенного анализа можно сделать вывод о широкой и разносторонней программе корпоративной социальной ответственности предприятия ОАО «Томскнефть» ВНК, направленной на все стороны деятельности.

Анализируя результаты анкетирования, эксперты отметили следующие эффекты программы корпоративной социальной ответственности:

1. Улучшение репутации компании (36%);
2. Увеличение кадрового потенциала (29%);
3. Привлечение спонсоров (инвестиции) (22%);
4. Увеличение дохода предприятия и создание благоприятной обстановки для работы сотрудников (13%);

Таким образом, среди возможных экономических эффектов корпоративной социальной ответственности ОАО «Томскнефть» ВНК, были выделены, прежде всего, улучшение репутации компании.

Среди основных недостатков КСО ОАО «Томскнефть» ВНК было отмечено следующее:

1. Необходимы дополнительные затраты (80%);
2. Возможное увеличение доли налогообложения (16%);
3. Не имеется (4%).

Как можно заметить, большая часть экспертов отнесли расходы на корпоративную социальную ответственность к дополнительным затратам. Вопреки этому, данная политика, вероятней всего, создаст благоприятные условия для будущего развития компании. Если компания руководствуется не только краткосрочными результатами, но и увеличением эффективности своей деятельности в долгосрочной перспективе, то ей не нужны такие инвестиции. Окупаемости в данной ситуации не имеет значения, так как эффект распространяется на

неопределенно длительный период времени. [13].

Подведем итоги относительно эффективности программ корпоративной социальной ответственности в ОАО «Томскнефть» ВНК:

- 1) Программы КСО ОАО «Томскнефть» ВНК соответствуют целям и стратегии организации.
- 2) Предприятие реализует внутреннюю и внешнюю КСО.
- 3) Все программы КСО ОАО «Томскнефть» ВНК соответствуют интересам стейкхолдеров.
- 4) Реализация программ КСО ОАО «Томскнефть» ВНК способствует улучшению репутации компании среди конкурентов;
- 5) Если рассматривать программы КСО в долгосрочной перспективе, то можно затраты на данные программы сопоставить с конечным результатом;

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрена технологическая эффективность применения методов увеличения притока жидкости, в скважине обусловлено, текущей дополнительной добычей нефти за счет интенсификации отбора жидкости из пласта, сокращением объема попутно добываемой воды.

Основной целью стимуляции скважины является повышение ее продуктивности. Одна из наиболее часто используемых технологий – это гидроразрыв пласта.

На отдельных скважинах ГРП дал отрицательный результат. Это было связано с отказом подземного оборудования на скважинах, на которых проведены работы по ГРП, а в результате падение МРП по ЭЦН. Основной причиной преждевременных отказов являются механические примеси, анализ которых показывает, что представлены они продуктами разрушения призабойной зоны пласта, буровым раствором и проппантом, выносимым из пласта при повышенных депрессиях.

Но, так или иначе, гидроразрыв пласта остается эффективной и является одним из ресурсов увеличения объёмов добычи. Внедрение ГРП на Крапивинском месторождении позволяло получать каждый год все новые дополнительные объёмы добытой нефти. В 2008 году дополнительная добыча за год за счет ГРП составила порядка 90 тыс. тонн, что само за себя говорит о его высокой эффективности.

ГРП позволяет решать следующие задачи:

1) повышение продуктивности (приемистости) скважины при наличии загрязнения призабойной зоны или малой проницаемости коллектора;

2) расширение интервала притока (поглощения) при многопластовом строении объекта;

В результате проделанной работы:

- проанализированы методы увеличения нефтеотдачи;

- приведен расчет экономической эффективности МУН;
- определен наиболее эффективный метод воздействия на пласт, обеспечивающий дополнительный прирост извлекаемых запасов без значительных капиталовложений;
- сделан вывод об эффективности используемой системы разработки месторождения;
- предложены пути совершенствования системы использования фонда скважин на Крапивинском нефтяном месторождении.

Список работ магистранта

1. Забродько П.В., Золоторев Р.Н. /Геолого-технические мероприятия в нефтегазовой области/Нефтегазовые горизонты 2017
2. Забродько П.В., Деревнин Г.С., Золоторев Р.Н. /Менеджмент качества/ Экономические науки 2017
3. Забродько П.В., Деревнин Г.С., Золоторев Р.Н. /Электрохимзащита подземных трубопроводов/ Химия и химические технологии 2017

Список использованных источников

1. Щуров В. И. Технология и техника добычи нефти. Учебник для вузов. М., Недра, 1983.
2. Квеско Б.Б. «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ, 2006г.-208с.
3. Донцов К. М. Разработка нефтяных месторождений. М., “Недра”, 1977.
4. Жданов М.А. «Нефтегазопромысловая геология, и подсчет запасов нефти и газа» М.Недра,1981г.
5. Иванова М.М. «Динамика добычи нефти из залежей» М.Недра,1977г.
6. Гавура В. Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. М, ВНИИОЭНГ, 1995 г.
7. Справочная книга по добыче нефти. Под ред. д-ра техн. наук Ш. К. Гиматудинова. М., “Недра”, 1974.
8. Ш.К.Гиматудинова, Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др. «Добыча нефти и газа» М.Недра,1983г.
9. Бойко В.С. “Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений” М.Недра,1990г.
10. Политика ПАО «НК Роснефть» «В области охраны окружающей среды» № ПЗ-05.02 П-01
11. Политика ПАО «НК Роснефть» «В области промышленной безопасности и охраны труда» № ПЗ-05.01 П-01
12. Годовой отчет ОАО «Томскнефть» ВНК за 2016 год
13. Проект пробной эксплуатации Крапивинского месторождения. «ТомскНИПИнефть»
14. Технологическая схема разработки группы Крапивинского месторождения, составленная институтом «ТомскНИПИнефть» (протокол № 2740 от 20.09.2001 г., г. Москва)

- 15.Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007-96, Москва, 1996г. – 202с.
- 16.Берлин Г.И. «Обобщение результатов работ сеймопартий по Крапивинскому месторождению» 1989г.
- 17.Хавкин А.Я., Максимов В.М.«О современном состоянии нефтедобычи, коэффициенте извлечения нефти и методах увеличения нефтеотдачи», Журнал «Бурение & Нефть №2». – 2011г.
- 18.Логинов Б.Г., Блажевич В.Д. «Гидравлический разрыв пласта» М.Недра, 1966г.
- 19.Технологические режимы работы скважин Крапивинской группы месторождений.
- 20.Сборник инструкций (положений) ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК по работе с электропогружным оборудованием. Утвержденный по ОАО «Томскнефть» ВНК
21. Белов С.В. «Безопасность жизнедеятельности» М., Высшая школа, 1999г.
22. Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г., «Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования» – М.: Недра, 1989г.
- 23.Корнеев Ю.С., «Организация охраны труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах» – М.: Недра, 1988г.
- 24.ГОСТ 12.01.004-91(1999) «Пожарная безопасность. Общие требования».
- 25.ГОСТ Р 12.03.047-98 «Пожарная безопасность технологических процессов».
- 26.ГОСТ Р 22.005-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Анализ и управление рисками. Термины и определения».
- 27.ГОСТ 12.0.003-91. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.
- 28.ГОСТ 12.1.009-76(1999). ССБТ. Электробезопасность. Термины и определения.
- 29.ГОСТ 12.1.003-83(1999). ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 30.ГОСТ 12.1.012-90(2001). ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
- 31.ГОСТ 12.4.011-89*. ССБТ. Средства защиты рабочих. Общие требования и классификация.

- 32.ГОСТ 12.1.005-76 «Воздух рабочей зоны».
- 33.Тимонов А.В. Системный подход к выбору геолого-технических мероприятий для регулирования разработки нефтяных месторождений: дис. канд. техн. наук. Уфа., 2010. – 151с.
- 34.Тимонов А.В. Совершенствование унифицированной методики расчёта прогноза уровней добычи / Тимонов А.В., Соколов С. В., Мухамедшин Р.К. и др. // Геология и разработка месторождений: Материалы конференции. Геленджик, 2007 г.
- 35.Пьянков В.Н. Модели и алгоритмы информационно-аналитических систем для поддержки мониторинга разработки нефтяных месторождений :дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 2004. – 145с.
- 36.Колтун А. А. Оценка эффективности и оптимальное планирование геолого-технических мероприятий на нефтяных месторождениях :дис. ... канд. техн. наук. – Москва, 2005. – 112с.
- 37.Муслимов Р.Х. Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. — Казань: Изд-во КГУ, 1999.- 280 с.
- 38.Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. — М: ВНИИОЭНГ, 1995.
- 39.Фахретдинов Р.Н., Каледин Ю.А., Житков М.В. Потенциал современных информационных технологий при оценке эффективности методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. - 2001. - №10. — с.54-55.
- 40.Раковский Н.Л., Борисова Н.П., Додонова И.А. Влияние геолого-физических параметров на технологические показатели разработки залежей тепловыми методами // Исследования в области разработки нефтяных и газовых месторождений и гидродинамики пласта. - М.: ВИИИнефть, - 1976. - Вып. 57.
- 41.Еремин Н.А. Моделирование месторождений углеводородов методами нечеткой логики. — М.: Наука, 1994. — 462.

42. Глухих И.Н., Пьянков В.Н., Забалотнов А.Р. Ситуационные модели в корпоративных базах знаний геолого-технических мероприятий // Нефтяное хозяйство. - 2002. - №6, с.45-48.
43. Дополнение к проекту разработки, ОАО «Томскнефть ВНК», ООО «Славнефть-Нижневартовск», 2011г. – 185с.;
44. Анализ разработки. Тюмень, ОАО «Тандем» (протокол ТО ЦКР Роснедра по ХМАО №823 от 24.10.2006г.
45. Отчет о НИР «Пересчет запасов нефти и растворенного газа. Технико-экономическое обоснование коэффициентов нефтеизвлечения». Заключительный отчет по теме 11.93г., отв. исп. Багаутдинов А. К., Томск, 2005г., т.24.
46. Корнеев Ю.С., «Организация охраны труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах» – М.: Недра, 2008г.
47. Сайт ОАО «Томскнефть» ВНК [Электронный ресурс] / <http://www.tomskneft.ru/social-responsibility/>. (дата обращения: 9.10.2017)
48. Сайт ОАО «Томскнефть» ВНК [Электронный ресурс] <http://www.tomskneft.ru/social-responsibility/industrial-safety/>. (дата обращения 13.12.17)